

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

DANIELLE DE FREITAS

**OTIMIZAÇÃO NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA SOB A ÓTICA DAS  
DISTRIBUIDORAS CONSIDERANDO A SAZONALIZAÇÃO DA CARGA**

CURITIBA  
2017

DANIELLE DE FREITAS

**OTIMIZAÇÃO NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA SOB A ÓTICA DAS  
DISTRIBUIDORAS CONSIDERANDO A SAZONALIZAÇÃO DA CARGA**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Ciências, no Curso de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia, na Área de Concentração de Programação Matemática, nos Setores de Tecnologia e Ciências Exatas, da Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Profa. Dra. Neida Maria Patias Volpi

Coorientadora: Dra. Ana Paula Oening

CURITIBA

2017

---

F866o

Freitas, Danielle de

Otimização na contratação de energia sob a ótica das distribuidoras considerando a sazonalização da carga / Danielle de Freitas. – Curitiba, 2017.

123 f. : il. color ; 30 cm.

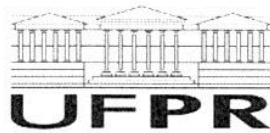
Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia, 2017.

Orientador: Neida Maria Patias Volpi – Coorientador: Ana Paula Oening  
Bibliografia: p. 94-96.

1. Energia elétrica – Consumo. 2. Energia elétrica – Distribuição. 3. Energia elétrica – Comercialização. 4. Leilões. I. Universidade Federal do Paraná. II. Volpi, Neida Maria Patias. III. Oening, Ana Paula. IV. Título.

CDD: 333.7932

---



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
Setor TECNOLOGIA  
Programa de Pós-Graduação MÉTODOS NUMÉRICOS EM ENGENHARIA

## TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em MÉTODOS NUMÉRICOS EM ENGENHARIA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **DANIELLE DE FREITAS** intitulada: **OTIMIZAÇÃO NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA SOB A ÓTICA DAS DISTRIBUIDORAS CONSIDERANDO A SAZONALIZAÇÃO DA CARGA**, após terem inquirido a aluna e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua aprovação.

Curitiba, 24 de Fevereiro de 2017.

NEIDA MARIA PATIAS VOLPI  
Presidente da Banca Examinadora (UFPR)

FRANKLIN KELLY MIGUEL  
Avaliador Externo (USP)

DEBORA CINTIA MARCILIO  
Avaliador Externo (LACTEC)

Dedido este trabalho a Deus, ao meu esposo Ediney pelo seu amor e apoio, aos meus pais pelo incentivo, a minha vó Iolanda pelos seus cuidados, mesmo não estando mais presente entre nós.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente à Deus pelo dom da vida.

Ao meu esposo e aos meus pais por entenderem minha ausência em muito momentos, e me apoiarem sempre.

Aos meus professores, por todo o conhecimento compartilhado comigo. Em especial, a professora Kelly por despertar em mim o gosto pelos estudos enquanto estava no colegial. Aos meus professores da graduação, em especial aos de Coimbra do qual sinto muitas saudades, professor Dr. José Augusto agradeço pela dedicação e carinho no ensino, professor Dr. Jorge Neves agradeço por me fazer acreditar no meu potencial, professora Dra. Marta Pascoal por despertar em mim o gosto pela otimização e programação.

A minha orientadora e professora Dra. Neida Volpi, minha imensa gratidão pelo tempo disponibilizado nas orientações, pelas dicas e conselhos que contribuíram muito para realização desse trabalho.

A minha coorientadora Dra. Ana Paula Oening, primeiramente agradeço a oportunidade concedida de fazer parte do Projeto Pesquisa e Desenvolvimento – ANEEL PD-2866-0396/2014, “Previsão de Preços de Energia e Sazonalização da Carga para Leilões”, desenvolvido pelos Institutos LACTEC. Agradeço também pela prontidão sempre em tentar sanar minhas dúvidas, pelas dicas e conselhos que enriqueceram este trabalho.

Aos professores Dra. Débora Cíntia Marcilio e Dr. Franklin Kelly Miguel, por aceitarem participar da banca examinadora e pelos comentários e sugestões que ajudaram a melhorar a versão final desta dissertação.

Aos colegas do Institutos LACTEC, em especial Daniel e Lucio, pelas sugestões que contribuíram para o aperfeiçoamento deste trabalho.

A COPEL Distribuição pela ajuda financeira concedida através do PD-2866-0396/2014, “Previsão de Preços de Energia e Sazonalização da Carga para Leilões”.

Aos meus amigos da universidade e da vida pelo apoio.

Fato é que o impossível só  
existe até o momento em que  
alguém acredita que é possível  
e tenta provar.

---

Albert Einstein

## RESUMO

O Decreto 5.163/2004 impõe às distribuidoras a contratação de 100% do seu mercado de energia e, no caso de descumprimento dessa regra, as mesmas são sujeitas a perdas financeiras decorrentes da exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP). Para que haja atendimento a essa obrigação, cada distribuidora deve adquirir energia por meio de leilões, sendo os mais comuns: Ajuste, A-1, A-3 e A-5, que possuem tempo de início de suprimento e duração de contratos diferenciados. Também, cada leilão possui limites de compra e de repasse à tarifa de energia, sendo que cada categoria de leilão negocia mais de um tipo de produto, com durações de contratos diferenciadas, o que acaba dificultando o planejamento estratégico de compra. Ainda, as distribuidoras precisam, a cada ano, discretizar suas cargas mensalmente, sendo esse processo denominado por sazonalização. Tal processo precisa ser bem executado, de forma que essa discretização mensal fique o mais próximo da curva de demanda para cada mês, visto que uma diferença positiva ou negativa entre a carga alocada mensalmente e a demanda realizada pode acarretar prejuízos financeiros para a distribuidora. Assim, para o desenvolvimento deste trabalho foi proposto um modelo de otimização linear que considerou uma estratégia de contratação com menor custo possível, considerando as diversas categorias de leilões, suas restrições e limitações de repasse de custos, tanto para um horizonte de curto como de longo prazo. No curto prazo considerou-se a contabilização de energia no MCP como mensal, englobando-se à contratação o processo de sazonalização, já no longo prazo considerou-se a contabilização de energia em base anual. A partir desse modelo, foram realizados estudos de caso para o horizonte de 2010 a 2015, tomando valores reais praticados no mercado de energia, bem como as informações dos leilões ocorridos e seus produtos. Os resultados mostraram-se promissores, visto que o modelo devolve uma solução de menor custo, utilizando a sazonalização da carga. Foram realizadas comparações entre o modelo proposto e o que realiza a sazonalização somente após a decisão de compras e, para diferentes cenários de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), o modelo proposto se mostrou superior. Por fim, foi realizada uma análise sensibilidade para quantificar os riscos financeiros que a distribuidora está sujeita ao prever sua demanda erroneamente.

Palavras-chave: Leilões de energia. Sazonalização. Contratação de energia elétrica. Otimização.



## **ABSTRACT**

The Brazilian decree 5.163/2004 impose on electricity distribution companies to contract energy for one hundred percent of their energy markets. In case of noncompliance, they are subject to financial losses due to Short Term Market (MCP) exposure. In order to meet this obligation, each distributor must acquire energy through auctions, the most commons known as Adjust, A-1, A-3 and A-5. Every auction has distinct supply schedules and contracts duration, as well as purchase and tariff onlending limits. Moreover, each auction category trades more than one type of product, with differentiated contracts durations, which hinders the companies' strategic purchases planning. In addition, distributors must, each year, discretize their loads monthly, which is called seasonally. This process needs to be well executed, so that this monthly discretization is closer to the demand curve for each month, since a positive or negative difference between the monthly allocated load and the demand realized can cause financial losses to the distributor. Thus, for the development of this work, a linear optimization model was proposed that considered, a contracting strategy with the lowest possible cost was defined, considering the various categories of auctions, their constraints and cost onlending limitations, both for short-term and long-term horizons. In the short term, monthly energy power accounting was considered at the MCP, including the process of contracting, and the seasonalization. On the other hand, in the long term a yearly energy accounting was considered. The present work did not have the purpose of treating the very short term, where modulation of contracts takes place. From this model, case studies were carried out, for the horizon from 2010 to 2015. Real values practiced in the energy market were applied, as well as the information of the auctions and its products. The results were promising, since the model returned a lower cost solution even using the load seasonalization strategy. Comparisons were made between the proposed model and an alternative that performs the seasonalization only after the purchase decision. For different Settlement Price of Differences (PLD) scenarios the proposed model showed superior. Finally, a sensitivity analysis was performed to quantify the financial risks that the distributor is subject to when applying a wrong forecast of its energy needs.

Key-words: Electric power auctions. Seasonalization. Electric power contracting. Optimization.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 –	DIFERENÇA ENTRE AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA . . . . .	20
FIGURA 2 –	ESQUEMA DOS PROCESSOS DE SAZONALIZAÇÃO E MODULAÇÃO . . . . .	27
FIGURA 3 –	ESQUEMA DA SOBRECONTRATAÇÃO ANUAL ACIMA DOS 5% DA DEMANDA ANUAL, DISTRIBUÍDA PROPORCIONALMENTE ENTRE AS VENDAS OCORRIDAS MENSALMENTE . . . . .	28
FIGURA 4 –	EXPOSIÇÕES MENSAIS . . . . .	29
FIGURA 5 –	FLUXOGRAMA DO MODELO I . . . . .	38
FIGURA 6 –	FLUXOGRAMA DO MODELO II . . . . .	38
FIGURA 7 –	HORIZONTE DE PLANEJAMENTO . . . . .	39
FIGURA 8 –	REPRESENTAÇÃO DAS VARIÁVEIS DE DECISÃO DE COMPRA DE ENERGIA	40
FIGURA 9 –	REPRESENTAÇÃO DA RESTRIÇÃO DE BALANÇO NO CASO DE DÉFICIT DE ENERGIA . . . . .	42
FIGURA 10 –	REPRESENTAÇÃO DA RESTRIÇÃO DE BALANÇO NO CASO DE ENERGIA EXCEDENTE . . . . .	42
FIGURA 11 –	ESQUEMA GENÉRICO DO CÁLCULO DAS CARGAS ACUMULADAS PARA UMA CATEGORIA $c$ NO ANO $t$ . . . . .	43
FIGURA 12 –	EXEMPLO DE SAZONALIZAÇÃO EM AJUSTE . . . . .	48
FIGURA 13 –	EXEMPLO DOS PERÍODOS DE SAZONALIZAÇÃO PARA CADA ANO DE UM DETERMINADO PRODUTO DA CATEGORIA AJUSTE . . . . .	49
FIGURA 14 –	EXEMPLO DA VARIÁVEL DE SAZONALIZAÇÃO E DA VARIÁVEL DE QUANTIDADE EXCEDENTE . . . . .	49
FIGURA 15 –	ESQUEMA DO CÁLCULO DO MR . . . . .	53
FIGURA 16 –	ESQUEMA DO TEMPO DE INÍCIO DE SUPRIMENTO PARA UM PRODUTO ADQUIRIDO NO INÍCIO DO ANO 0 . . . . .	66
FIGURA 17 –	DEMANDA ANUAL DA DISTRIBUIDORA X ENTRE OS ANOS DE 2010 A 2015	67
FIGURA 18 –	DEMANDA MENSAL DA DISTRIBUIDORA X DOS ANOS DE 2010 E 2011 . . .	67
FIGURA 19 –	CONTRATOS ANTERIORES E PRÉ-DEFINIDOS PARA OS ANOS DE 2010 A 2015 . . . . .	68
FIGURA 20 –	CARGA VERIFICADA PARA OS ANOS DE 2008 A 2010 . . . . .	68
FIGURA 21 –	CONTRATOS ANTERIORES EM VIGOR NOS ANOS DE 2011 A 2015 . . . . .	69
FIGURA 22 –	MONTANTES DE ENERGIA VIGENTES CONTRATADOS . . . . .	73
FIGURA 23 –	CONTRATAÇÃO DE AJUSTE VERSUS LIMITAÇÃO DE COMPRA . . . . .	74
FIGURA 24 –	CONTRATAÇÃO EM A-1 VERSUS LIMITAÇÕES . . . . .	74
FIGURA 25 –	CONTRATAÇÃO EM A-3 VERSUS LIMITAÇÃO DE REPASSE . . . . .	75
FIGURA 26 –	SAZONALIZAÇÃO PARA O ANO DE 2010 . . . . .	76
FIGURA 27 –	LIMITES DE SAZONALIZAÇÃO PARA OS CONTRATOS ANTERIORES E PRÉ-DEFINIDOS NO ANO DE 2010 . . . . .	76

FIGURA 28 – COMPRAS E VENDAS MENSASIS NO MCP EM 2010 . . . . .	77
FIGURA 29 – LIMITES NA SAZONALIZAÇÃO DO PRODUTO DE AJUSTE EM 2010 . . . . .	77
FIGURA 30 – SAZONALIZAÇÃO NO ANO DE 2011 . . . . .	78
FIGURA 31 – LIMITES DE SAZONALIZAÇÃO PARA A-1 EM 2011 . . . . .	78
FIGURA 32 – LIMITES DE SAZONALIZAÇÃO PARA OS CONTRATOS ANTERIORES E PRÉ- DEFINIDOS EM 2011 . . . . .	79
FIGURA 33 – COMPRAS E VENDAS MENSASIS NO MCP EM 2011 . . . . .	79
FIGURA 34 – MONTANTES DE CONTRATAÇÃO POR PRODUTOS VIGENTES NO PERÍODO DE ESTUDO . . . . .	80
FIGURA 35 – MONTANTES DE ENERGIA VIGENTES CONTRATADOS UTILIZANDO A O- CORRÊNCIA REALISTA DE LEILÕES . . . . .	81
FIGURA 36 – SAZONALIZAÇÃO PARA O ANO DE 2010 CONSIDERANDO A OCORRÊNCIA REALISTA DE LEILÕES . . . . .	81
FIGURA 37 – CONTRATAÇÃO DE ENERGIA PARA CADA MODELO . . . . .	83
FIGURA 38 – COMPRA DE ENERGIA REALIZADA EM CADA ANO PELO MODELO PRO- POSTO NESTE TRABALHO . . . . .	83
FIGURA 39 – SAZONALIZAÇÃO DE CARGAS PARA O ANO DE 2011 CONSIDERANDO O MODELO II . . . . .	84
FIGURA 40 – SAZONALIZAÇÃO DE CARGAS PARA O ANO DE 2011 CONSIDERANDO MO- DELO I . . . . .	84
FIGURA 41 – ESQUEMA DA SIMULAÇÃO DO PLD MENSAL PARA O PRIMEIRO ANO (2010)	86
FIGURA 42 – ESQUEMA DA SIMULAÇÃO DO PLD MENSAL PARA O SEGUNDO ANO (2011)	86
FIGURA 43 – PERDAS FINANCEIRAS POR EXPOSIÇÕES NO MCP PARA OS MODELOS I E II	87
FIGURA 44 – ESQUEMA DA SIMULAÇÃO DE DEMANDA ANUAL . . . . .	87
FIGURA 45 – ESQUEMA DA SIMULAÇÃO DE DEMANDA MENSAL PARA O PRIMEIRO ANO	88
FIGURA 46 – ESQUEMA DA SIMULAÇÃO DE DEMANDA MENSAL NO SEGUNDO ANO . .	89
FIGURA 47 – PREJUÍZO MÉDIO DE SUBCONTRATAÇÃO VERSUS CUSTO DE COMPRA PARA TRÊS CENÁRIOS PREVISTOS . . . . .	90
FIGURA 48 – PREJUÍZO DE SUBCONTRATAÇÃO MÉDIA VERSUS CUSTO DE COMPRA .	91

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 –	OCORRÊNCIA DE LEILÕES PARA CADA ANO . . . . .	69
TABELA 2 –	QUANTIDADE DE PRODUTOS NEGOCIADOS POR LEILÃO . . . . .	70
TABELA 3 –	DURAÇÃO DOS CONTRATOS DE CADA PRODUTO DE AJUSTE E A-1 . . . .	70
TABELA 4 –	MÊS DE OCORRÊNCIA DOS LEILÕES DE AJUSTE . . . . .	71
TABELA 5 –	TEMPO PARA INÍCIO DE SUPRIMENTO DE AJUSTE NOS DOIS PRIMEIROS ANOS . . . . .	71
TABELA 6 –	PREÇOS NO MCP E PARA CÁLCULO DE PREJUÍZOS E PENALIDADES . . .	71
TABELA 7 –	PLD MÉDIO MENSAL PARA OS DOIS PRIMEIROS ANOS . . . . .	72
TABELA 8 –	PREÇOS MÉDIOS DO LEILÃO A-3 PARA OS ANOS DE 2008 A 2012 . . . .	72
TABELA 9 –	PREÇOS MÉDIOS DO LEILÃO A-5 PARA OS ANOS DE 2006 A 2010 . . . .	72
TABELA 10 –	PERDAS FINANCEIRAS POR SUBCONTRATAÇÃO PELA DIFERENÇA ENTRE A DEMANDA PREVISTA E A REALIZADA . . . . .	89
TABELA 11 –	PREJUÍZO MÉDIO POR SUBCONTRATAÇÃO E O CUSTO DE COMPRA EM LEILÕES . . . . .	89

## LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 – REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PARA AS DISTRIBUIDO-	
RAS . . . . .	26
QUADRO 2 – TEMPO PARA INÍCIO DE SUPRIMENTO E DURAÇÃO DOS PRINCIPAIS	
LEILÕES . . . . .	30

## LISTA DE SIGLAS

ACL	- Ambiente de Contratação Livre
ACR	- Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	- Contrato de Ajuste
CCEAL	- Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	- Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCGF	- Contratos de Cotas de Garantia Física
CER	- Contrato de Energia Reserva
CGD	- Contrato de Geração Distribuída
CMO	- Custos Marginais de Operação
CMSE	- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CVaR	- <i>Conditional Value at Risk</i>
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
LAs	- Leilões de Ajuste
LEEs	- Leilões de Energia Existente
LENs	- Leilões de Energia Nova
MAE	- Mercado Atacadista de Energia
MCP	- Mercado de Curto Prazo
MCSD	- Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	- Ministério de Minas e Energia
MR	- Montante de Reposição
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCHs	- Pequenas Centrais Hidrelétricas
PLD	- Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	- Plano Mensal da Operação
PROINFA	- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
SEB	- Setor Elétrico Brasileiro
SIMPLES	- Sistema de Informação de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico
SIN	- Sistema Interligado Nacional
VaR	- <i>Value at Risk</i>
VE	- Valor Esperado
VR	- Valor Anual de Referência
VRE	- Valor de Referência da Energia Existente

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
1.1	OBJETIVOS DO TRABALHO .....	15
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	16
<b>2</b>	<b>A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PARA AS DISTRIBUIDORAS.....</b>	<b>17</b>
2.1	BREVE HISTÓRICO .....	17
2.2	OPÇÕES DE CONTRATOS E OUTROS MECANISMOS .....	19
2.3	DETALHAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO.....	22
2.3.1	Regras que limitam o montante de compra nos leilões .....	23
2.3.2	Regras que limitam o repasse dos custos de aquisição de energia à tarifa dos consumidores finais.....	23
2.3.3	A importância da sazonalização de cargas para as distribuidoras e as regras que a norteiam .....	27
2.4	CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA E REVISÃO DE LITERATURA.....	30
2.4.1	Os leilões e as incertezas da demanda e do PLD .....	30
2.4.2	A sazonalização da carga .....	34
<b>3</b>	<b>MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA.....</b>	<b>38</b>
3.1	RESTRIÇÃO DE BALANÇO CONTRATUAL .....	41
3.2	RESTRIÇÕES PARA O CÁLCULO DA CARGA ACUMULADA.....	43
3.2.1	Categoria ajuste .....	43
3.2.2	Categoria A-1 .....	45
3.2.3	Categoria A-3 .....	46
3.2.4	Categoria A-5 .....	47
3.3	RESTRIÇÃO PARA O CÁLCULO DA CARGA ACUMULADA MENSALMENTE EM AJUSTE .....	47
3.4	RESTRIÇÕES PARA O CÁLCULO DE SAZONALIZAÇÃO EM AJUSTE ...	48
3.5	RESTRIÇÃO PARA O CÁLCULO DA CARGA ACUMULADA MENSALMENTE EM A-1 .....	50
3.6	RESTRIÇÃO PARA O CÁLCULO DE SAZONALIZAÇÃO EM A-1 .....	51
3.7	RESTRIÇÕES DE BALANÇO MENSAL PARA OS DOIS PRIMEIROS ANOS .....	51
3.8	RESTRIÇÃO PARA A SAZONALIZAÇÃO DOS CONTRATOS ANTERIORES E PRÉ-DEFINIDOS .....	52
3.9	RESTRIÇÃO DE COMPRA NA CATEGORIA AJUSTE .....	52
3.10	RESTRIÇÃO PARA O CÁLCULO DO MONTANTE DE REPOSIÇÃO.....	52
3.11	RESTRIÇÃO DE LIMITE INFERIOR PARA A CATEGORIA A-1 .....	55
3.12	RESTRIÇÃO DE LIMITE SUPERIOR PARA A CATEGORIA A-1 .....	55

3.13	RESTRIÇÃO DE LIMITE DE REPASSE NA CATEGORIA A-3.....	55
3.14	LIMITES DAS VARIÁVEIS .....	55
3.15	FUNÇÃO OBJETIVO DO PROBLEMA .....	57
3.15.1	Custo da energia contratada em leilões.....	57
3.15.2	Custo da energia contratada no MCP .....	58
3.15.3	Penalização por subcontratação anual .....	58
3.15.4	Prejuízo por subcontratação anual e mensal .....	58
3.15.5	Prejuízo devido a sobrecontratação acima dos 5% da demanda anual .....	59
3.15.6	Prejuízo devido ao limite de repasse à tarifa nos contratos adquiridos em energia nova.....	60
3.15.7	Prejuízo devido ao limite de repasse à tarifa nos contratos adquiridos em A-3.....	61
3.16	MODELO II.....	62
<b>4</b>	<b>ESTUDOS DE CASO E ANÁLISES DE SENSIBILIDADE .....</b>	<b>66</b>
4.1	MAPEAMENTO DE DADOS .....	66
4.2	ESTUDO DE CASO .....	72
4.3	ESTUDO DE CASO: CONSIDERANDO UM PORTFÓLIO REAL DE LEILÕES .....	80
4.4	ANALISANDO A IMPORTÂNCIA DA SAZONALIZAÇÃO: COMPARAÇÃO ENTRE O MODELO I E II .....	82
4.5	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: COMPARAÇÃO ENTRE OS OS MODELOS I E II UTILIZANDO DIFERENTES CENÁRIOS DE PLD.....	85
4.6	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE SOBRE OS RISCOS ADVINDOS DA DIFERENÇA ENTRE A DEMANDA PREVISTA E A REALIZADA .....	87
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>92</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>94</b>
	<b>ANEXO 1 – DECRETO Nº 5.163/2004 .....</b>	<b>97</b>



## 1 INTRODUÇÃO

O modelo atual vigente no setor elétrico, foi lançado em 2004, sendo definido pelas Leis n. 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto n. 5.163, de 30 julho de 2004. Esta nova legislação trouxe a distribuidora a obrigatoriedade de atendimento da totalidade de sua demanda, tendo que cumprir este requisito por intermédio de compras de energia através de leilões.

Tais leilões, possuem tempo de início de suprimento e duração de contratos diferenciados, e também podem negociar mais de um tipo de produto com durações de contratos distintas. Além disso, cada leilão possui regras específicas que limitam sua compra e também o repasse dos custos as tarifas dos consumidores finais.

Não obstante, a obrigação do atendimento a totalidade de suas demandas deve ser realizada para a demanda anual, mensal e semanal da distribuidora, sujeita a prejuízos financeiros em caso de descumprimento. No qual, os montantes anuais de energia contratados devem ser discretizados mensalmente, e os montantes mensais devem ser discretizados pelas semanas que compõem cada mês, tais processos são denominados de sazonalização e modulação, respectivamente.

No caso da distribuidora não cumprir o requisito, a energia faltante ou excedente deverá ser liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo este preço volátil e de difícil previsão.

Logo, as distribuidoras necessitam de ferramentas de otimização que cominem estratégias de compras em leilões de acordo com as regras impostas pela legislação, garantindo uma estratégia de menor custo. Também é preciso avaliar a incerteza da demanda, visto que o não atendimento dela, aufere perda financeira a distribuidora, que são valoradas ao PLD, que é também outra incerteza do problema a ser avaliada.

Por conseguinte, novos modelos matemáticos que refinem essa estratégia de contratação, complementam modelos e ferramentas já existentes, trazendo novas opções as distribuidoras, visto que esse problema é de grande relevância para a saúde financeira delas.

### 1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO

O problema na contratação de energia por parte das distribuidoras será abordado neste trabalho como um problema de otimização multiobjetivo linear, onde objetiva-se a minimização dos custos de compra de energia para um horizonte de estudo definido bem como as penalidades que as distribuidoras estão sujeitas, considerando também as restrições impostas pela legislação vigente. Esta dissertação pretende atingir os seguintes objetivos específicos:

- Revisar o problema de comercialização de energia

- Elaborar um modelo matemático de otimização, considerando:
  - Determinar os montantes de energia, necessários para o atendimento de um agente de distribuição.
  - Realizar a sazonalização das cargas nos dois primeiros anos.
  - Considerar leilões que negociam mais de um tipo de produto (leilões de multiprodutos), com durações de contratos e início de suprimento diferenciados.
  - Considerar a possível ocorrência de leilões de uma mesma categoria mais que uma vez em um mesmo ano.
  - Considerar a duração dos leilões de Ajuste nos dois primeiros anos mensais.
- Avaliar a eficácia e a consistência do modelo, utilizando estudos de caso hipotéticos.
- Verificar a importância da sazonalização acoplada com a otimização de compras, utilizando simulações com vários cenários de PLD.
- Realizar uma análise de sensibilidade sobre a demanda prevista, quantificando os riscos que a distribuidora está sujeita ao prever sua demanda erroneamente.

## 1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No capítulo 2 é relatado um breve histórico do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), em seguida explica-se as opções de contratos e também outros mecanismos existentes para a comercialização de energia, após isso são detalhadas todas as regras que regem a comercialização de energia. Também a importância da sazonalização de cargas para os agentes de distribuição e as regras que a regem. E por fim, descreve-se as características do problema e os trabalhos encontrados na literatura que abordaram o tema.

O capítulo 3 modela o problema e apresenta-o como um problema de programação linear multiobjetivo.

O capítulo 4 realiza alguns estudos de caso validando a modelagem proposta e faz também uma análise de sensibilidade em relação a variação do PLD na comparação entre o modelo proposto e outro que só realiza a sazonalização após a decisão de compras, também é realizada uma análise de sensibilidade para a demanda de energia prevista em relação a demanda realizada.

No capítulo 5, são apresentadas as conclusões finais e as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PARA AS DISTRIBUIDORAS

Neste capítulo é realizado um breve histórico do modelo do SEB, em seguida realiza-se um detalhamento da comercialização de energia do ponto de vista das distribuidoras, ressaltando a importância da sazonalização para elas. Por fim, expõe-se as principais características do problema de contratação de energia, e os principais trabalhos encontrados na literatura para resolução do problema.

### 2.1 BREVE HISTÓRICO

Até a metade da década de 90, o modelo institucional adotado pelo SEB era caracterizado por ser:

- **Monopólio estatal:** o Estado era proprietário de boa parte do setor.
- **Regulado:** o Estado quem definia o valor da tarifa de energia elétrica; na época vigorava a tarifa única de energia para todos os Estados.
- **Verticalizado:** as funções básicas do setor (geração, transmissão, distribuição, operação do sistema e comercialização) eram todas executadas por empresas verticalizadas.

Ao longo da década de 90, os setores elétricos mundiais passaram por processos de reestruturação, seguindo esta tendência mundial o SEB foi reformado neste mesmo período (ABRADEE, 2016). Na época, o Brasil enfrentava crises de desabastecimento, escassez do crédito mundial, as empresas estatais se encontravam ineficientes e entraram em uma grande crise financeira, havia uma incapacidade por parte do Estado em sustentar os investimentos necessários para o SEB por causa das suas limitações financeiras. Esses fatores contribuíram para a admissão de um novo modelo regulatório, onde decidiu-se entregar à iniciativa privada a responsabilidade sobre os investimentos e a operação do setor, deixando ao Estado a função de regulador das atividades do mercado, com o grande objetivo de criar um ambiente de eficiência econômica, nivelando os interesses de consumidores interessados em serviços de qualidade e preços baixos, e empresas interessadas em obter um retorno justo sobre os investimentos efetuados (IPEA, 2012).

Em 1997 foi criado pelo governo federal o Projeto de Reestruturação do SEB, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e consultoria da firma inglesa Coopers & Lybrand, tendo por meta estimular o investimento no SEB e assegurar a expansão da oferta energética do País (DIAS, 2007).

O projeto concluiu que: (a) as empresas de energia elétrica, até então verticalizadas, deveriam ser divididas entre os segmentos de geração, transmissão e distribuição; (b) apontou que os serviços de transmissão e distribuição de eletricidade

deveriam permanecer regulados pelo Estado; e (c) a competição deveria ser estimulada nos segmentos de geração e comercialização. Este projeto resultou na criação das seguintes instituições:

- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):** foi criada como órgão regulador do SEB.
- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):** foi criado para suprir a necessidade de um operador independente para SEB.
- **Mercado Atacadista de Energia (MAE):** foi criado com intuito de se ter um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica.

Segundo Lima (2011), em 2001 o Brasil sofreu uma grande crise energética, onde a população brasileira foi obrigada a racionar energia para que não houvesse falta em todo território nacional. Essa crise desencadeou uma reestruturação no SEB, e entre 2003 e 2004 o governo, junto com o MME, lançou o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, definido pelas Leis n. 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto n. 5.163, de 30 julho de 2004 (ANEXO 1). De acordo com Lima (2011), este novo modelo visa atingir três objetivos principais:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover uma tarifa acessível para todas as classes de consumo, satisfazendo a ideia de “Modicidade Tarifária” em relação ao custo da eletricidade.
- Promover a inserção social no SEB, em particular pelos programas de universalização (como o programa Luz para Todos).

Este novo modelo previu a criação das seguintes instituições (ou entidades):

- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo.
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** comitê com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica.
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** instituição criada para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), na qual são celebrados os contratos de comercialização de energia elétrica.

Em relação ao setor de comercialização de energia elétrica, foram instituídos dois ambientes para celebrar os contratos de compra e venda de energia: ambiente de contratação livre e ambiente de contratação regulada, que serão descritos nos itens a seguir, como definidos no Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004).

**(a) Ambiente de Contratação Livre (ACL):**

É o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre geradores, consumidores livres, autoprodutores, comercializadores, importadores e exportadores de energia, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Os contratos firmados neste ambiente são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

**(b) Ambiente de Contratação Regulada (ACR):**

É o segmento do mercado no qual se realizam operações de compra e venda de energia elétrica, entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Entende-se por:

- Agente vendedor: o titular de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica;
- Agente de distribuição: o titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica para os consumidores finais, exclusivamente de forma regulada.

No ACR, todas as contratações de distribuição de energia são feitas através de leilões promovidos pela CCEE, por delegação da ANEEL. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores da competição, visando à eficiência na contratação de energia garantindo menor tarifa para os consumidores finais, diferente do ACL. As principais diferenças entre os dois ambientes são expostas na FIGURA 1.

Os vários tipos de contratos que os agentes de distribuição podem usufruir para obter energia elétrica tanto no ACR como por outros meios de processos públicos diferenciados são o tema da próxima subsecção.

**2.2 OPÇÕES DE CONTRATOS E OUTROS MECANISMOS**

Como dito anteriormente, no ACR são realizadas operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição. Os agentes vendedores devem apresentar lastro para a venda de energia para garantir 100% de seus contratos. Os agentes de distribuição devem garantir o atendimento de 100% de suas cargas de energia por intermédio de contratos registrados na CCEE. Cada agente de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN) deverá adquirir, por meio de leilões, energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e novos empreendimentos de geração.

Os leilões para contratação de energia no longo prazo foram intitulados como Leilões de Energia Nova (LENs), e se subdividem em Leilões A-3 e A-5, a energia

FIGURA 1 – DIFERENÇA ENTRE AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA



FONTE: Adaptado de CCEE (2016b)

negociada nesses leilões é entregue três e cinco anos após o certame, respectivamente. Os leilões para recontração de energia foram denominados como Leilões de Energia Existente (LEEs), e se subdividem em Leilões A e A-1, a energia negociada nesses leilões é entregue no mesmo ano e um ano após o certame, respectivamente. Recentemente, entrou em vigor a Lei n. 13.360, de 17 de novembro de 2016 (BRASIL, 2016), que no art. 10 alterou a Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, flexibilizando a ocorrência de LEEs de A até A-5, e de LENs de A-3 a A-7, porém não se sabe quando ocorrerá os certames desses novos leilões (A-2, A-4, A-6 e A-7), nem suas regras.

Além desses leilões, no ACR existem os Leilões Estruturantes, no qual a energia negociada vem de empreendimentos que possuem prioridade de licitação e implantação, por seu caráter estratégico e o interesse público envolvido. Existe também os Leilões de Fontes Alternativas, cuja energia negociada como o próprio nome sugere vem de fontes alternativas (eólica, biomassa e energia proveniente de Pequenas Cen-

trais Hidrelétricas (PCHs)). Os contratos firmados nesses leilões são denominados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), e são divididos em dois tipos: (i) quantidade, onde os riscos hidrológicos são assumidos pelo vendedor; e (ii) disponibilidade, onde os custos dos riscos hidrológicos são assumidos pelos distribuidores.

Os agentes de distribuição também podem contratar energia utilizando outros meios de processos públicos, são eles:

**(a) Contrato de Ajuste (CA):**

São decorrentes da compra de energia em Leilões de Ajuste (LAs), os LAs foram criados para que a distribuidora pudesse reparar possíveis desvios da sua demanda prevista em relação ao comportamento do seu mercado no curto prazo.

**(b) Contrato de Geração Distribuída (CGD):**

Decorre da compra de energia oriunda de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico da distribuidora compradora, e são precedidos de chamada pública promovida pelo agente de distribuição.

Além dos contratos citados anteriormente onde a distribuidora pode contratar energia de forma facultativa, existem contratos em que a distribuidora contrata energia de forma não voluntária, são eles:

**(i) Contrato de Itaipu:**

Advém da energia produzida de Itaipu, na qual os agentes de distribuição são detentores de quotas-parte da usina.

**(ii) Contrato do Proinfa:**

A energia negociada é produzida por fontes eólicas, biomassa e PCHs, no qual o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) estabelece a contratação.

**(iii) Contratos das Usinas de Angra I e II:**

Refere-se à energia adquirida pelas distribuidoras provinda das centrais geradoras Angra I e Angra II, nas quais as distribuidoras possuem suas cotas-partes.

**(iv) Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF):**

Formalizam a contratação de energia, na forma estabelecida no Decreto n. 7.805/2002, entre agentes de geração hidrelétricos e as distribuidoras para o atendimento de suas demandas, também de acordo com suas cotas de garantia física.

As cotas de garantia física são o rateio da garantia física dos geradores entre as distribuidoras, onde a garantia física é a quantidade máxima de energia que pode ser comprometida nos contratos.

Por outro lado, as distribuidoras podem se utilizar de outros mecanismos para aliviar a contratação de 100% de seus mercados de energia. Por exemplo, o Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004) define um limite máximo da sobra da energia contratada por uma distribuidora, em até 5% da demanda realizada pela mesma, isto traz uma faixa de contratação, onde a distribuidora não estará exposta a nenhum risco. Nos casos em que a distribuidora se encontra exposta (com déficit de energia ou superávit acima de 5% da demanda) a distribuidora deverá recorrer a outros mecanismos de comercialização, onde poderá vender ou comprar a energia excedente ou faltante, e também poderá efetuar trocas com outras distribuidoras em situação adversa a dela; esses mecanismos serão descritos a seguir:

- **Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)**

O Art. 29 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004) prevê a possibilidade de redução a cada ano de até 4% do montante inicial contratado em CCEARs decorrentes de leilões de energia existente, a critério exclusivo de cada agente de distribuição, esse mecanismo foi criado para minimizar os riscos que cada agente de distribuição está exposto devido às variações do mercado. Todavia, antes de realizar essa redução da quantidade inicialmente contratada com as geradoras, deve-se recorrer ao MCSD, aonde se propicia o repasse de energia dos agentes de distribuição que possuam sobras para os agentes que possuam déficits de energia, possibilitando assim a minimização dos riscos no qual as distribuidoras estão envolvidas.

- **Mercado de Curto Prazo (MCP)**

No caso em que a distribuidora, mesmo tendo utilizado o mecanismo anterior continue ainda com sobra ou déficit de energia ela deverá recorrer ao MCP e liquidar a energia faltante ou excedente, sendo tal operação valorada ao PLD. Logo o MCP, pode ser definido como o ambiente onde são contabilizadas e liquidadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratos e os montantes de geração e consumo. No MCP não existem contratos, ocorrendo a contratação multilateral.

## **2.3 DETALHAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO**

Os agentes de distribuição em suas compras de energia através de leilões se deparam com duas classes gerais de regras, a primeira limita a compra em alguns tipos de leilões e a segunda classe limita o repasse dos custos da aquisição de energia



elétrica à tarifa dos consumidores finais. Essas classes são detalhadas a seguir para cada categoria de leilão.

### **2.3.1 Regras que limitam o montante de compra nos leilões**

Todas as regras de limitação de compra que serão descritas a seguir são baseadas no Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004), e incentivam indiretamente os agentes de distribuição a contratar energia para o atendimento da sua demanda com maior antecedência possível, bem como recontratar energia de contratos vencidos.

- **Regras para compra na categoria Ajuste:**

Segundo o Art. 26 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004), a duração dos contratos de ajuste é de até dois anos, já o prazo máximo para a entrega de energia é de até quatro meses, conforme o parágrafo único do Art. 32.

O parágrafo 1º do Art. 26 limita o montante anual de energia contratado em leilões de ajuste em até 5% da carga total contratada para cada distribuidora.

- **Regras para compra na categoria A-1:**

Na categoria A-1 a distribuidora poderá contratar energia elétrica correspondente ao seu Montante de Reposição (MR), conforme descrito no Art. 24 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004).

O parágrafo primeiro descreve o MR, como a quantidade de energia elétrica proveniente do vencimento de contratos de compra de energia das distribuidoras no ano "A-1", onde "A" é o ano de início de suprimento de energia; e proveniente também da redução da quantidade contratada pelas distribuidoras no ano "A" em relação ao ano "A-1". Não fazem parte do MR os montantes de energia vencidos da categoria ajuste.

O inciso I do parágrafo 3º do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004), limita a compra em A-1 a 0,5% da carga da distribuidora, verificada no ano "A-1", acima do MR, ou seja, a distribuidora poderá contratar nos leilões A-1 até 0,5% da carga que a distribuidora utilizou no ano "A-1" acrescido do seu MR.

### **2.3.2 Regras que limitam o repasse dos custos de aquisição de energia à tarifa dos consumidores finais**

Para inibir a compra em certas categorias de leilões e incentivar a compra em outras, o Governo estipula limitações no repasse do custo de energia às tarifas dos consumidores finais, auferindo prejuízo as distribuidoras caso elas optem por comprar grandes quantidades em categorias de leilões que possuam limitações de repasse.

O Artigo 38 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004) relata que o repasse, limitado ou não às tarifas, só deverá ser realizado para o montante correspondente a até 105% da demanda da distribuidora. A quantidade acima desse limite não poderá ter seus custos repassados, logo a distribuidora terá que vender essa energia remanescente no MCP, ficando exposta financeiramente as oscilações do mercado.

O Artigo 36 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004), além de autorizar o repasse dos custos de aquisição de energia, ordena que este seja feito seguindo alguns critérios para cada categoria de leilão, conforme descrito a seguir.

- **Categoria de leilões Ajuste:**

Segundo o inciso IV do Art. 36 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004), o repasse dos custos de aquisição de energia estará limitado ao maior valor entre: (i) a média estimada dos Custos Marginais de Operação (CMO) futuros do submercado de entrega da energia, limitados aos PLDs mínimos e máximos, referentes aos períodos de suprimento dos contratos negociados, calculados com base na configuração do Plano Mensal da Operação (PMO) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e (ii) a média móvel de cinco anos do Valor Anual de Referência (VR) atualizado.

Mas, conforme o 4º parágrafo do Art. 4º de Brasil (2010) o valor máximo de fechamento dos leilões é o próprio limitante citado anteriormente. Logo as distribuidoras não auferem prejuízo de nenhuma forma por comprar energia nos leilões de ajuste, ou seja, todo valor pago pela energia pode ser repassado integralmente para as tarifas dos consumidores finais.

- **Categoria de leilões A-1:**

Nos leilões A-1, segundo o inciso I do Art. 36 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004), o repasse dos custos da aquisição de energia será integral.

- **Categoria de leilões A-3:**

Conforme o inciso II do Art.36 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004), o repasse será integral dos custos de aquisição do montante de energia elétrica correspondente a até 2% da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano “A-5”, acrescido da diferença, se positiva, entre o montante total contratado nos leilões “A-3” ocorridos durante o ano e o montante decorrente da Declaração de Necessidade do agente para esses leilões.

Ou seja, se a quantidade adquirida ultrapassar o valor de 2% do montante de energia apurada no ano “A-5” acrescido do montante de energia dado pela diferença entre o montante contratado nos leilões A-3 e a Declaração de Necessidade para esses leilões, essa quantidade excedente não poderá ter seu valor integral repassado as tarifas dos consumidores finais.

O repasse será limitado ao menor valor entre VL5 e VL3, onde VL5 e VL3 são os valores médios de aquisições nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A-5” e “A-3” respectivamente, cada um ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas.

- **Categoria de leilões A-5:**

Nos leilões A-5, segundo o inciso III do Art. 36 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004), o repasse dos custos da aquisição de energia será integral.

- **Energia nova (categoria de leilões A-3 e A-5):**

Caso a distribuidora não compre ao menos 96% do seu MR nos Leilões A-1, a quantidade equivalente à diferença faltante será penalizada nos contratos de energia nova (contratos celebrados por meio de Leilões A-3 e A-5). O repasse às tarifas dos consumidores finais, referente a essa quantidade de energia, será limitado ao Valor de Referência da Energia Existente (VRE), onde VRE é o valor médio ponderado, em Reais por MWh, de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes nos leilões realizados no ano “A-1”.

Logo, a diferença entre o valor pago pela energia nova e o VRE, caso o VRE seja menor que o valor pago, será o prejuízo adquirido pela distribuidora por não poder repassar o valor de compra e sim um valor inferior àquele que havia sido pago.

Este limite de repasse será aplicado nos três primeiros anos após o leilão A-1. A parcela de energia nova que será penalizada é a adquirida nos leilões no ano “A-3” e “A-5” com os contratos de maior preço, conforme o Art. 40 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004).

- **Energia subcontratada:**

Além das regras de repasse por categoria de leilão citadas anteriormente, se a distribuidora não conseguir cumprir o atendimento a 100% da demanda do seu mercado de energia tendo um déficit de energia, essa energia faltante deverá ser adquirida no MCP, ao PLD. Este valor não poderá ser repassado integralmente à tarifa e será limitado ao VR, conforme o Art. 42 do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004). Será ainda penalizado por falta de insuficiência de lastro, o valor da penalidade é calculado pelo maior valor entre o PLD e o VR, conforme Art. 3º do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004) e CCEE (2017). O VR é calculado mediante a seguinte fórmula:

$$VR = \frac{(VL5 * Q5 + VL3 * Q3)}{(Q5 + Q3)} \quad (1)$$

onde:

VL5 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A-5”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q5 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano “A-5”;

VL3 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A-3”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q3 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano “A-3”.

Dessa maneira, a legislação com a criação de todas estas regras citadas neste subcapítulo, tenta influenciar os agentes de distribuição para que planejem suas compras de energia com antecedência dando prioridade ao leilão A-5, que é o único que não possui limite de repasse e nem de compra de energia. Também, tenta garantir que elas contratem entre 100% a 105% das suas demandas, expondo-as as limitações de repasses e penalidades em caso de descumprimento. Todas as regras descritas estão expostas resumidamente no QUADRO 1.

QUADRO 1 – REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PARA AS DISTRIBUIDORAS

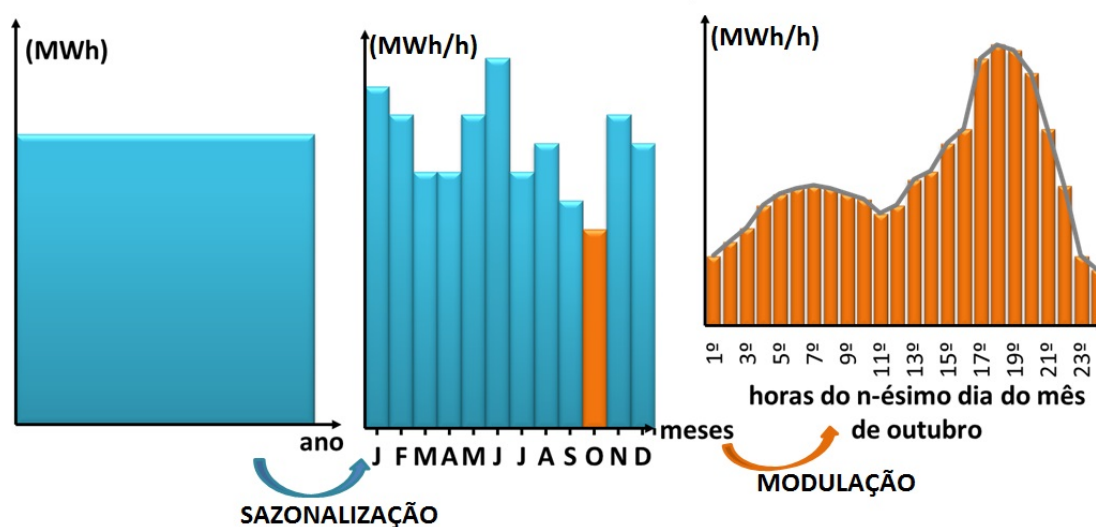
Categoria	Regras	
	Limite de Repasse	Limite de contratação
Ajuste	Repasse integral	Compra limitada a 5% do total de contratos da distribuidora.
A-1	Deve-se contratar no mínimo 96% do MR, sofrendo limite de repasse nos contratos de energia nova da parcela correspondente ao descumprimento do critério de recontração mínima, sendo essa limitada ao VRE.	Compra limitada ao MR acrescido de 0,5% da carga realizada no ano “A-1”.
A-3	Repasse integral dos custos de aquisição de energia até o limite de 2% da carga verificada no ano “A-5”, e para parcela excedente repasse limita ao menor valor entre VL3 e VL5.	—
A-5	Repasse integral	—
Subcontratação	O repasse dos custos de compra de energia, no MCP fica limitado ao VR.	—

FONTE: A autora (2017).

### 2.3.3 A importância da sazonalização de cargas para as distribuidoras e as regras que a norteiam

As distribuidoras precisam, a cada ano, discretizar as suas cargas de energia anuais pelos meses, e discretizar as cargas mensais pelas horas (ou patamares-semanais de PLD). Conforme a FIGURA 2 esquematiza, a esses dois processos dá-se o nome de sazonalização e modulação, respectivamente.

FIGURA 2 – ESQUEMA DOS PROCESSOS DE SAZONALIZAÇÃO E MODULAÇÃO



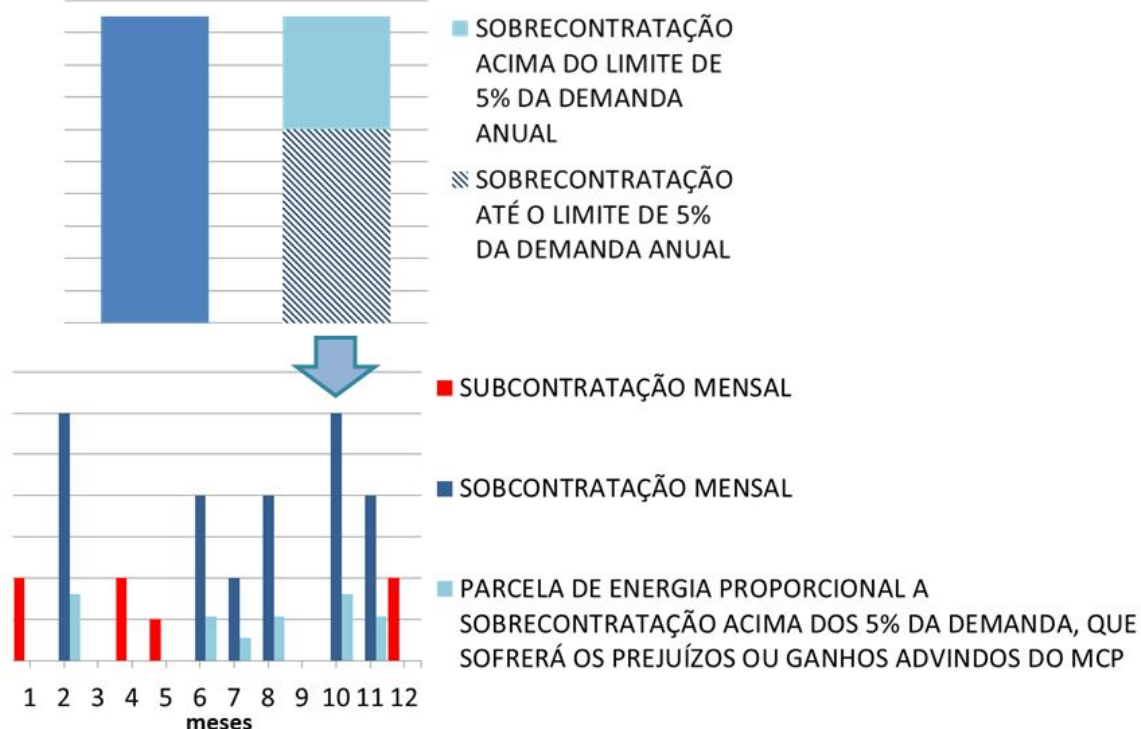
FONTE: A autora (2017).

Um dos motivos da importância da sazonalização de carga é descrito na contabilização de cargas, sendo que como descrito anteriormente, em caso de déficit de energia as distribuidoras deverão comprar energia no MCP, e o repasse da energia será limitado ao VR. A ANEEL (2016) descreve que esse limite de repasse do déficit de energia anual será aplicado aos déficits mensais de energia, proporcionalmente. O mesmo ocorre com a energia sobrecontratada acima dos 5% da demanda anual da distribuidora, a contabilização dos ganhos e prejuízos advindos da venda no MCP será realizada também para as quantidades sobrecontratadas mensais proporcionalmente, conforme a FIGURA 3 esquematiza.

Por este motivo, as distribuidoras devem realizar uma discretização mensal das suas cargas (sazonalização) o mais próximo de suas demandas, diminuindo assim os riscos financeiros provindos tanto no limite de repasse em caso de subcontratação, bem como dos riscos advindos da venda no MCP no caso de sobrecontratação, no qual todas essas operações comerciais são valoradas aos PLDs médios mensais, sendo também expostas as variações dele.

A contabilização da energia utilizada pela CCEE é realizada por semana-patamar, devido a publicação do PLD ser praticado semanalmente por patamar de carga. Logo as distribuidoras devem também se atentar às oscilações dos preços do PLD, tentando

FIGURA 3 – ESQUEMA DA SOBRECONTRATAÇÃO ANUAL ACIMA DOS 5% DA DEMANDA ANUAL, DISTRIBUÍDA PROPORCIONALMENTE ENTRE AS VENDAS OCORRIDAS MENSALMENTE



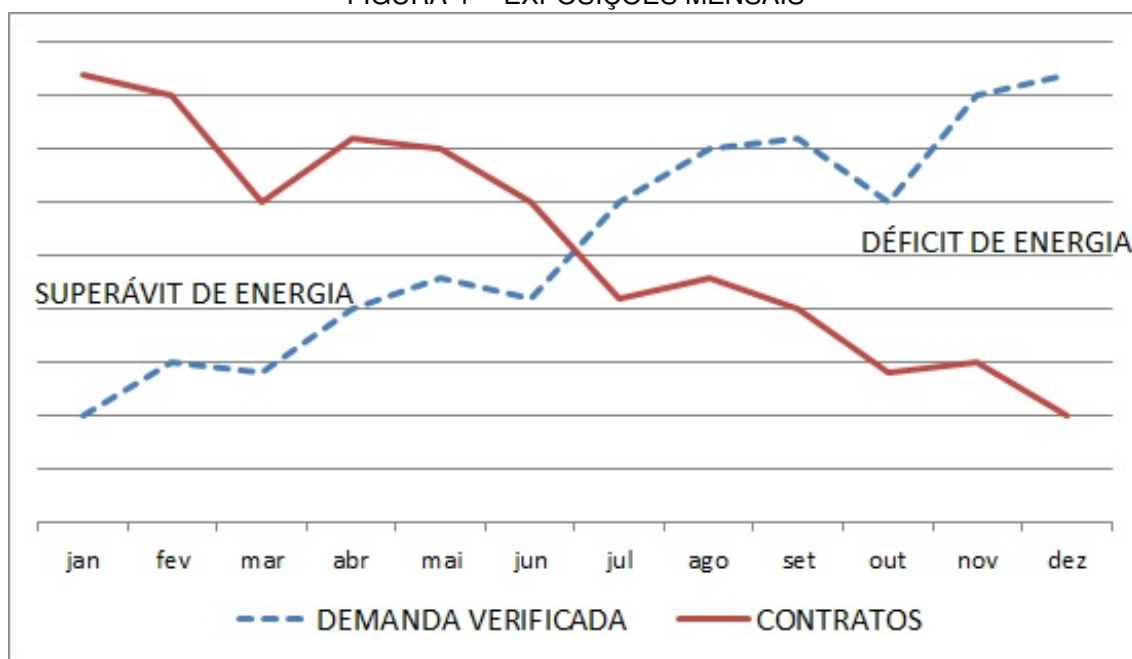
FONTE: A autora (2017).

contratar também o mais próximo da sua curva de demanda horária (modulação), bem como mensal (sazonalização), evitando assim as exposições ao PLD. Logo, mesmo que as distribuidoras contratem de 100% a 105% das suas demandas anuais, elas poderão ficar expostas as oscilações do PLD semanal por patamar de carga. Como o objetivo deste trabalho não é tratar a modulação, mas somente a sazonalização de carga, a FIGURA 4 mostra um exemplo de uma distribuidora que contratou 100% da sua demanda anual, porém teve exposições mensais.

A FIGURA 4 apresenta uma curva de contratação de uma distribuidora tal que a curva é simétrica a curva da demanda da distribuidora, resultando em uma contratação anual igual a demanda anual. Porém nos primeiros meses a distribuidora encontra-se com energia excedente, visto que a energia contratada foi superior a sua demanda, logo esta energia será vendida no MCP. Já nos últimos meses a distribuidora está com insuficiência de energia, visto que a energia contratada não consegue suprir a sua demanda, logo ela recorrerá ao MCP para comprar a energia faltante.

Considerando a contabilização de energia com base mensal e não semanal como ocorre, a contabilização desses déficits e superávits mensais, ocorridos mesmo que a distribuidora tenha contratado exatamente a sua demanda, poderão acarretar prejuízos com as diferenças dos valores de PLD praticados mensalmente. Logo, encontra-se mais um motivo da importância de realizar uma sazonalização de cargas o mais próximo da curva de demanda mensal.

FIGURA 4 – EXPOSIÇÕES MENSAIS



FONTE: A autora (2017).

Para realização da sazonalização dos contratos a legislação impõe algumas regras, essas regras são divididas entre os CCEARs e CAs, sendo descritas nos tópicos a seguir:

- Os CCEARs são contratos de energia firmados nos LENs e nos LEEs. Segundo as premissas 3.29 a 3.34 de CCEE (2016a), caso os agentes compradores e vendedores não respeitem os prazos estabelecidos no cronograma ou não haja acordo entre as partes, a sazonalização do CCEAR por quantidade será realizada pela CCEE, aplicando o perfil de carga declarado pelo agente de distribuição, consolidado pelo Sistema de Informação de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico (SIMPLES) ou seu suplente, conforme Regras de Comercialização, respeitados os limites mínimo e máximo situados entre 85% e 115% da média anual da energia contratada. A sazonalização da energia contratada por meio de CCEAR por disponibilidade é feita a cada ano pela CCEE, uma única vez, até o final do mês de dezembro, para todos os meses contratuais do ano civil seguinte, de forma uniforme ao longo do ano. A esse processo é dado o nome de sazonalização “flat”.
- Para contratos de leilão de ajuste, segundo as premissas 3.35 a 3.34 de CCEE (2016a), os montantes referentes à sazonalização dos contratos de ajuste devem respeitar os limites máximo e mínimo situados entre 85% e 115% da média anual da energia contratada.

Portanto, havendo acordo entre as distribuidoras e geradoras, a sazonalização

deve respeitar os limites situados entre 85% e 115% para os contratos firmados nos leilões de Ajuste, já nos CCEARs este limite não existe.

## 2.4 CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA E REVISÃO DE LITERATURA

Este subcapítulo descreve o problema que as distribuidoras enfrentam ao contratar energia no ACR, expondo as principais formas encontradas na literatura para tratar o problema da contratação de energia, conforme descrito a seguir.

### 2.4.1 Os leilões e as incertezas da demanda e do PLD

As distribuidoras precisam assegurar, do ponto de vista ético, uma tarifa de energia com menor custo, visto que é um dos objetivos do Novo Modelo garantir a modicidade tarifária. Logo, em suas compras de energia via leilões é interessante garantir o menor preço. Contudo, a compra em leilões se torna dificultosa, pois as distribuidoras precisam atentar-se aos diversos tipos de leilões existentes, que possuem tempo de início de suprimento e durações diferenciados, conforme o QUADRO 2 expressa; há também regras específicas que limitam a compra, ou o repasse dos custos as tarifas dos consumidores finais, em cada tipo de leilão. Logo se faz necessária à adoção de estratégias de compra de energia em leilões por parte das distribuidoras.

QUADRO 2 – TEMPO PARA INÍCIO DE SUPRIMENTO E DURAÇÃO DOS PRINCIPAIS LEILÕES

Leilão	Início de Suprimento	Duração do Contrato
Ajuste	Imediato até 4 meses após a compra	Até 2 anos*
A-1	1 ano após a compra	De 1 a 15 anos
A-3	3 anos após a compra	De 15 a 30 anos
A-5	5 anos após a compra	De 15 a 30 anos

FONTE: A autora (2017).

\*Até o momento ocorreram leilões com duração de até 12 meses.

Muitos autores na literatura analisaram este problema de otimização olhando para um horizonte de curto prazo, considerando apenas os leilões de Ajuste e A-1, como Rodrigues, Borges e Falcão (2007) que resolveram o problema com lógica *fuzzy*, e Lazo, Lima e Figueiredo (2012) que utilizaram a técnica de Algoritmos Genéticos. Outros autores consideraram um horizonte de longo prazo, como Lopes, Martinez e Araujo (2014) que utilizaram a técnica de Algoritmos Genéticos e Evolução Diferencial.

Ademais, como citado anteriormente, a legislação trazida pelo Novo Modelo do Setor Elétrico impõe que todos os agentes de distribuição, nos termos do Art. 2º, inciso II, do Decreto 5.163/2004 (BRASIL, 2004), devem garantir o atendimento a 100% de suas demandas de energia, sendo penalizados financeiramente em caso de déficit de energia. A mesma lei define um limite máximo de sobrecontratação de energia estipulado em até 5% da sua demanda, ou seja, a distribuidora não será penalizada



por contratar até o limite de 5% acima do total de energia utilizada. Por outro lado, este limitante não existe em caso de subcontratação, que ocorre quando a distribuidora compra menos que sua demanda. Neste caso ela sempre será penalizada e terá que recorrer ao MCP para comprar a diferença faltante ao PLD. Por consequência, as distribuidoras se deparam com um grande problema relacionado à incerteza da sua demanda de energia, bem como a previsão do PLD, que é muito volátil podendo atingir picos de valores muito altos e picos muito baixos, colocando as distribuidoras em grande risco financeiro.

Para tratar o problema envolvido com a incerteza da demanda, Dias (2007) utilizou três cenários de demanda (pessimista, otimista e referência) e fez o uso da técnica de Algoritmos Genéticos para resolver o problema da contratação de energia. Souza, Fernandes e Aoki (2010) relataram que analisando o trabalho de Dias (2007) verificou-se que as soluções de contratação de energia tendem a se ajustar a demanda de referência quando são considerados os três cenários ao problema.

Para Pessanha e Caldas (2007) problemas que envolvem incertezas poderiam ser resolvidos utilizando métodos tradicionais da otimização determinística. Logo, em seu trabalho apresentaram um modelo de simulação e otimização para a definição dos montantes de energia a serem adquiridos por uma distribuidora no primeiro leilão de energia existente ocorrido em 2004. Sendo medido o desempenho do modelo, com a comparação dos seus resultados com dados reais ocorridos entre 2005 e 2006. Os autores fizeram o uso do método *Sample Path Optimization* (também conhecido como *Stochastic Counterpart* ou *Sample Average Approximation*), esse método proposto por eles realizou várias simulações e assim otimizou os resultados obtidos.

Em sua dissertação de mestrado Buratti (2008) equacionou o problema da contratação de energia com base na regulação do setor, definindo assim uma estratégia de contratação de energia nos leilões. Para a resolução do problema o autor utilizou técnicas de otimização por intermédio de dois algoritmos evolutivos: os Algoritmos Genéticos e a Evolução Diferencial, onde foram aplicados dois cenários de preços distintos, o primeiro que possuía PLD alto e o segundo PLD baixo. O autor relatou que o modelo proposto se mostrou eficaz, visto que no primeiro cenário de PLD o modelo optou por ficar sobrecontratado, e no segundo cenário optou por ficar subcontratado. Na mesma linha de pensamento de Buratti (2008), Silva (2008) fez o uso de Algoritmos Genéticos para desenvolver uma ferramenta de apoio às decisões de compra de energia via leilões pelas distribuidoras, considerando simultaneamente simulações de cenários de demanda e PLD. Por fim, o autor ressaltou que foram definidos os percentuais ótimos de contratação, que garantiram o atendimento completo ao mercado cativo da distribuidora, e que minimizaram os riscos de aplicações de penalidades por sub e sobrecontratação.

Em seu artigo Lazo, Lima e Figueiredo (2012), trouxeram um modelo de otimização

face às incertezas para o curto prazo (referentes somente aos Leilões de ajuste e A-1). Utilizaram a técnica de Algoritmos Genéticos para minimizar o custo associado à contratação de energia, as penalidades por subcontratação e o custo da liquidação (compra ou venda no MCP) desta energia ao PLD. A contratação ótima foi realizada considerando vários cenários de demanda (otimista, referência e pessimista), obtidos com simulação Monte Carlo. Além disso, considerou uma distribuição triangular de probabilidade para geração dos cenários de demanda. A avaliação dos resultados foi realizada considerando uma combinação entre o Valor Esperado (VE) e o CVaR (*Conditional Value at Risk*) para os diferentes cenários de demanda. O modelo utilizou também o PLD robusto, que estabelece valores máximos e mínimos de PLD, e induz uma decisão no qual a distribuidora sempre buscará estar contratada, evitando a exposição ao PLD, visto que em caso de subcontratação foi utilizado o máximo PLD, e em caso de sobrecontratação foi utilizado o PLD mínimo. Na hipótese de subcontratação a distribuidora deve comprar energia no MCP, sendo o PLD muito alto o algoritmo não deverá querer ficar subcontratado, já na hipótese de sobrecontratação acima dos 103% (atualmente o limite é de 105%) a distribuidora deve vender a energia ao PLD, sendo o PLD baixo o algoritmo tenderá a não ficar sobrecontratado acima dos 3% da sua demanda, visto que não é vantajoso vender a energia adquirida a um preço muito baixo. Os autores citaram que os resultados apresentados indicaram que, mesmo considerando cenários incertos de carga, o uso do PLD robusto no modelo visou proteger a distribuidora das variações do PLD e garantir uma contratação entre 100% e 103% da carga, acrescentaram que o uso do modelo proposto pode produzir ganhos significativamente maiores em relação às prováveis contratações que foram apresentadas no artigo.

Em seu artigo Lopes, Martinez e Araujo (2014), fizeram o uso de Algoritmos Genéticos e Evolução Diferencial para definir uma estratégia de contratação robusta, levando em consideração as incertezas do PLD. Os autores explicaram que na estratégia robusta, o montante de energia a ser adquirido pela concessionária nos cinco anos de previsão é determinado com base na busca da melhor solução do problema para uma faixa de valores do PLD de cada ano, em que a principal vantagem dessa estratégia é a possibilidade de considerar as incertezas nos valores do PLD. Foi realizada uma comparação entre a estratégia robusta e uma estratégia pontual, onde o PLD é fixado, o autor destacou que embora a estratégia pontual seja otimizada para um valor de PLD fixo, a incerteza dessa variável tornou a estratégia arriscada, já a estratégia robusta se mostrou uma opção mais atraente visto que a solução obtida determina um limite máximo para a função custo para qualquer valor do PLD dentro da faixa de incerteza adotada, oferecendo assim menos risco de prejuízo para a concessionária.

O problema também foi considerado por vários autores como sendo um problema de otimização estocástico. Guimarães et al. (2005) apresentaram uma ferramenta

computacional que auxiliou no processo decisório de contratação de energia, considerando um modelo de otimização estocástico multiestágio com diversos cenários de demanda simultâneos e uma árvore de decisão, onde cada “nó” da árvore foi condicionado a um evento estocástico (evolução da demanda). Os autores relataram que a partir do modelo computacional que foi criado considerando as diversas ferramentas oferecidas pela regulamentação, foi possível traçar uma estratégia de contratação, que se “adaptou” conforme a evolução do crescimento do mercado de energia.

Na linha de pensamento de Guimarães et al. (2005), Coral (2013) em sua dissertação apresentou um modelo computacional para a tomada de decisões de contratação de energia por parte de uma distribuidora. O modelo levou em conta as diversas regras de compra e repasse de custos da contratação e incertezas nos valores futuros do preço da energia e da demanda. O autor tratou o problema como um problema linear estocástico de programação linear multiestágio, sendo resolvido através da técnica de *Progressive Hedging*, a introdução das incertezas das variáveis se deu através de uma árvore de cenários. Veronese (2013) levou em consideração a incerteza do PLD e da demanda, tratando o problema também como um problema de programação estocástico linear multiestágio, mas relatou que fez simplificações em algumas regras, para manter a linearidade do problema, foi usada a técnica *Progressive Hedging* que segundo o autor utiliza a relaxação de algumas restrições específicas para separar o problema em subproblemas correspondentes aos cenários propostos por ele, relatou também que os dois principais determinantes para o resultado de uma política de contratação ótima seriam a demanda e o PLD.

Em relação às perdas geradas pelas exposições financeiras que as distribuidoras estão expostas, muitos autores fizeram uma análise de risco utilizando diversas ferramentas para minimizar as perdas financeiras ocorridas em meio às incertezas de demanda e do PLD. Alguns trabalhos encontrados na literatura que analisaram as perdas financeiras serão descritos a seguir.

Castro (2004b), em sua tese de doutorado utilizou ferramentas estatísticas para estimar o preço da energia no MCP, com isso construiu cenários de preços futuros. O autor fez o uso de uma função de densidade de probabilidade para os resultados financeiros esperados pelos agentes, que foi definida a partir das probabilidades de ocorrências associadas a cada cenário de preço. A repulsa que a distribuidora apresenta diante do risco foi caracterizada a partir da aplicação de conceitos de otimização multiobjetivo e as determinações aproximadas de soluções eficientes do problema definiram o processo de suporte a decisões para a distribuidora. O processo de análise de risco que foi proposto no trabalho foi a determinação do *Value At Risk*, que segundo o autor é um parâmetro que define o máximo de perda que se espera ter em uma carteira de ativos, com uma dada probabilidade, se “tudo der errado” durante o período de tempo definido.

Já na dissertação de mestrado de Castro (2004a), foram analisados somente os riscos que uma distribuidora estaria exposta ao prever seu mercado com antecedência, face às variações no comportamento da demanda, e às incertezas dos preços de energia. As variáveis de incertezas consideradas no problema foram os preços e a demanda da distribuidora, tendo como bases essas variáveis foram simuladas sete possibilidades de compra de energia para atender a demanda da distribuidora, aonde utilizou Simulação Monte Carlo para gerar diversos cenários possíveis. O autor ressaltou que a lógica para construção dos casos foi realizar o maior volume de compra de energia nos primeiros leilões, onde deveriam ocorrer os menores preços. Os resultados foram divididos em dois grandes grupos, aonde o primeiro considerou-se a hipótese do PLD no MCP estar entre o PLD mínimo e o VR, utilizado para limitar o repasse dos custos de energia. Já o segundo englobou a condição do PLD estar entre o VR e o PLD máximo. O autor utilizou os critérios Maxmin, Maxmax e o método de Hurwicz para auxílio na melhor tomada de decisão em relação à contratação de energia.

Em Guder (2009) para a resolução do problema de otimização de portfólios de contratos de energia foi aplicada a técnica de Algoritmos Genéticos, que incorporou as funções objetivo de Markowitz, *Value-at-Risk* e *Conditional Value-at-Risk*, como também contratos derivativos para a construção de uma fronteira eficiente. Considerando os os riscos associados ao preço da energia no MCP e as formas de mensurar esses riscos como um problema de otimização multiobjetivo. O autor destacou que o objetivo do trabalho não foi encontrar um portfólio ótimo, mas sim fornecer um conjunto de soluções ótimas de Pareto.

#### **2.4.2 A sazonalização da carga**

Além dos problemas descritos anteriormente as distribuidoras precisam também, a cada ano, discretizar as suas cargas de energia anuais pelos meses, e discretizar as cargas mensais pelas horas (ou patamares-semanais de PLD). Conforme foi esquematizado na FIGURA 2, esses dois processos são denominados de sazonalização e modulação, respectivamente.

Contudo, mesmo que as distribuidoras contratem 100% das suas cargas realizadas anualmente, mas possuam exposições mensais, essas exposições sofrerão limite de repasse a tarifa dos consumidores finais, auferindo prejuízo as distribuidoras. Também no caso de exposições horárias, as distribuidoras estarão expostas aos diferentes patamares do PLD semanal (leve, médio e pesado), que são utilizados para valorar a energia em picos de uso, conforme o pico de uso seja alto o valor da energia também será alto, o mesmo ocorre no caso contrário. Logo, as distribuidoras precisam realizar uma ótima modulação de contratos para que não fiquem expostas aos diferentes PLDs por patamares-semanais, e uma ótima sazonalização de cargas para não ter prejuízos

financeiros com a limitação de repasse dos custos da energia adquirida no MCP. Sendo que este problema é pouco tratado na literatura, sendo encontrados raros trabalhos a respeito, alguns dos autores que trouxeram o tema à tona são mencionados a seguir.

Zanfelice e Barbosa (2004), propuseram uma metodologia de otimização do planejamento energético dos agentes de distribuição com o objetivo principal de determinar a alocação das quantidades contratadas e as metas de contratação de energia a menor custo possível explorando as flexibilidades dos contratos diante das oportunidades de ganhos em função do preço do curto prazo, no qual foi baseada nos seguintes fundamentos:

- **Implementação das regras do mercado:**

Foram representadas todas as regras de comercialização de energia, como por exemplo, sazonalização e modulação de contratos iniciais e Itaipu, bem como as penalidades por insuficiência de lastro de contratação;

- **Leilões de compra de energia:**

Foram modeladas todas as opções de leilões, limites e prazos segundo a legislação vigente;

- **Discretização dos resultados mensais por patamar:**

Os resultados foram discretizados mensalmente por patamar a fim que pudessem ser exploradas todas as flexibilidades de sazonalização e modulação constante dos contratos.

Além disso, a metodologia previu a simulação de mais de uma empresa, quer seja outro agente de distribuição, agente de comercialização ou agente de geração, com o objetivo de obter uma decisão ótima global de Grupos Empresariais que possuam mais de uma empresa operando no SEB. Os autores formularam a função objetivo como sendo uma minimização da despesa total de compra de uma distribuidora e também de um grupo de empresas que possuam um relacionamento entre si. Sendo a finalidade principal da metodologia proposta pelos autores, reduzir ao máximo a despesa referente a contratos de partes não relacionadas e potencializar os ganhos internos do grupo explorando as flexibilidades dos contratos e os ganhos possíveis no MAE através da alocação de sobras de energia nos patamares de maior preço, e alocação de déficits de energia em patamares de menor preço. Ao final os autores realizaram um estudo de caso, onde os resultados demonstraram que a metodologia proposta por eles atingiu seu objetivo no sentido de que propôs uma estratégia de contratação de energia, mitigando os riscos e explorando as oportunidades. Eles destacaram que a formulação foi determinística e, da forma como foi apresentada, não considerava possíveis variações da demanda a ser atendida ou preços dos leilões. No entanto, o

efeito das incertezas poderia ser introduzido através de análise de sensibilidade sobre parâmetros essenciais do modelo ou através de técnica de geração de cenários combinando os diversos fatores de risco. Em relação ao modelo os autores mencionaram a possibilidade de extensão para simulação de várias empresas ou grupo de empresas simultaneamente, e a automação do procedimento de sazonalização de contratos cuja complexidade tende a aumentar em função da quantidade crescente de contratos.

Sokei, Silva Filho e Ramos (2008), apresentaram um modelo de sazonalização de contratos de energia, com o objetivo de fornecer perfis de alocação mensal de contratos minimizando as perdas com a sazonalização. Para os cálculos dos perfis, os autores utilizaram um conjunto de contratos disponíveis que já haviam sido contratados, os cenários de demanda e os cenários de PLD, resultando em diversos valores possíveis de perdas. Os autores ressaltaram que o modelo apresentado determinou o perfil de sazonalização ótimo de um agente a partir da definição do seu perfil de risco. Fazendo o uso de análise estatística pelo método do *Value at Risk (VaR)* foram obtidas a perda média esperada e a máxima perda esperada em um intervalo de confiança de 95%. A função objetivo da minimização foi a composição desses dois valores ponderados por multiplicadores, utilizando Algoritmos Genéticos na resolução do problema. Ao final os autores desenvolveram um estudo de caso com uma distribuidora fictícia, utilizando para isso cem cenários de carga para o ano referência e cem séries sintéticas do PLD, foram realizadas sete simulações com os pesos do risco e retorno, obtendo assim a fronteira eficiente de Markowitz. Destacaram que a partir dessa representação gráfica foi possível avaliar a relação entre a perda média esperada e o risco associado a cada perfil de sazonalização identificando os melhores perfis.

Em seu trabalho Perondi (2012) trouxe um modelo tanto para o horizonte de curto prazo como para o de longo prazo, considerando no curto prazo uma discretização mensal e no longo prazo anual. Em ambos os horizontes consideraram simulações determinísticas e com incertezas, as incertezas consideradas como os preços de cada tipo de leilão ocorrido tanto no curto como no longo prazo e a carga contratada, ambas foram representadas pela lógica *fuzzy* no problema, que foi aplicada através de conjuntos de equações que representaram funções de pertinência caracterizando assim a presença *fuzzy* no problema. O modelo desenvolvido pelo autor minimizou os custos de contratação e penalidades ao qual a distribuidora está sujeita, dentre as formulações propostas existiram casos lineares e não lineares, com soluções do tipo ótimo global e ótimo local, respectivamente. Destacou ainda que devido a construção do modelo matemático adotado, o processo de otimização gerou indiretamente a sazonalização dos montantes adquiridos, sendo possível dizer em todos os 60 períodos (5 anos) otimizados quais os montantes de energia vigentes, e por fonte de contratação. Também relatou que não foram utilizados valores reais de

PLD, sendo tal preço fixado em um valor suficientemente alto para que a modelagem matemática fosse sensibilizada, de maneira a evitar estratégias com subcontratação em todos os cenários.

Já o presente trabalho, conforme os objetivos citados no capítulo anterior, pretende modelar o problema da contratação de energia no curto e longo prazo de um horizonte de estudo arbitrário, onde nos dois primeiros anos será considerado o atendimento a demanda mensal (com o processo de sazonalização) e nos demais anos o atendimento a demanda anual. Considerando as durações dos contratos de Ajuste mensais nos dois primeiros anos. Também ao modelo serão incorporados leilões que negociam mais do que um tipo de produto com durações de contratos distintas.

Em seguida, será validada a importância de incorporar a otimização da contratação de energia o processo de sazonalização, utilizando para isso diversos cenários de PLD. A incerteza da demanda, será abordada com simulações de vários cenários, aonde pretende-se analisar os riscos financeiros que a distribuidora está exposta ao prever sua demanda erroneamente.

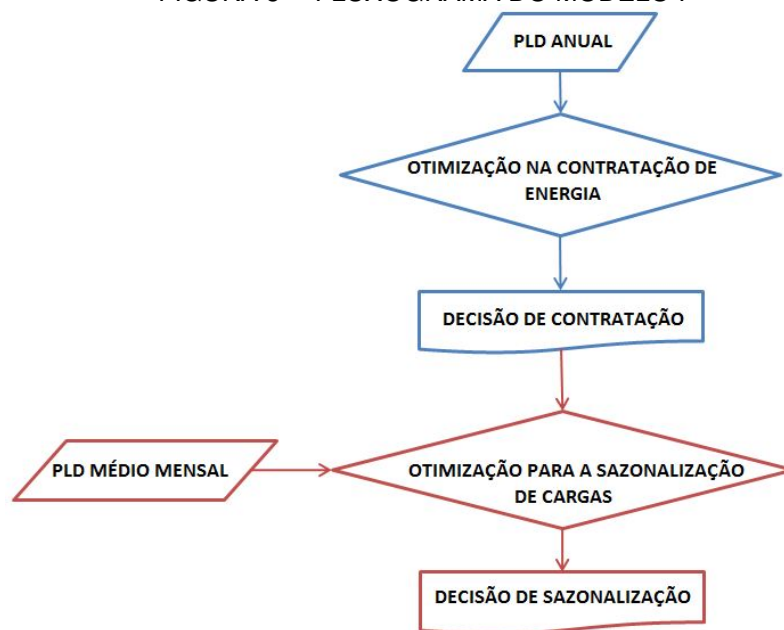
No próximo capítulo é realizada a modelagem do problema, conforme os objetivos definidos.

### 3 MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA

Este capítulo destina-se a apresentar os principais componentes de um mecanismo de contratação de energia em leilões.

Em geral, as distribuidoras buscam otimizar o problema da contratação de energia sem se importar, em primeira instância, com a sazonalização de carga. Sendo assim, após a decisão ótima de compras, é que se realiza a sazonalização. Este tipo de modelo pode ser representado através de um fluxograma, conforme a FIGURA 5 descreve e será denominado como modelo I.

FIGURA 5 – FLUXOGRAMA DO MODELO I



FONTE: A autora (2017).

Já o modelo que será proposto neste trabalho, denominado por modelo II, acopla a sazonalização conjuntamente com a otimização das compras de energia, conforme o fluxograma que a FIGURA 6 descreve.

FIGURA 6 – FLUXOGRAMA DO MODELO II



FONTE: A autora (2017).



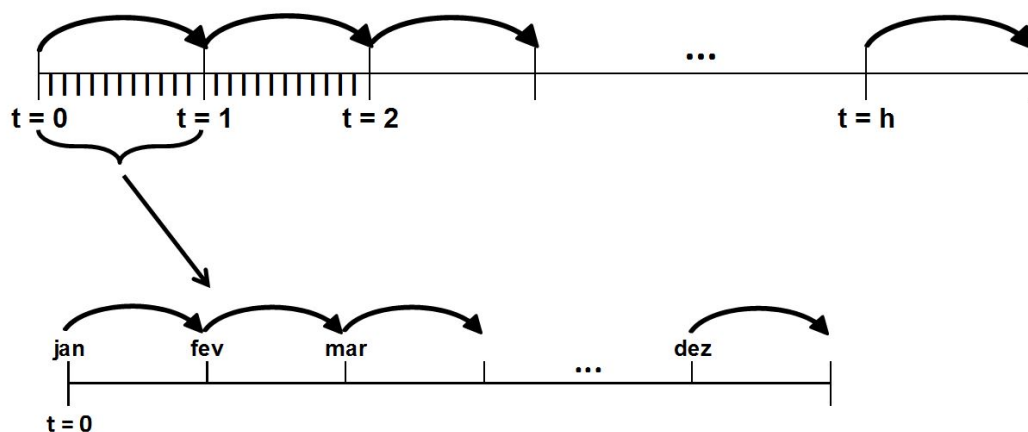
O modelo II consiste na minimização dos custos advindos das quantidades contratadas no horizonte de estudo e dos prejuízos decorrentes do não cumprimento das regras impostas pela legislação, levando em consideração as limitações de compra em cada categoria de leilão e as restrições de obrigatoriedade de contratação de 100% da demanda anual, considerando também a obrigatoriedade de contratação de 100% da demanda mensal nos dois primeiros anos. As categorias contratuais consideradas na aquisição de montantes de energia em leilões foram: Ajuste, A-1, A-3 e A-5.

São considerados os seguintes índices nas variáveis do modelo:

- $t$ , índice referente ao período de tempo, em anos, em que a energia é adquirida, sendo  $t = 0, 1, \dots, h$ ; onde  $h$  é o ano de fim do horizonte de estudo, na modelagem matemática abordada será admitido um horizonte de estudo em que não haja vencimento dos contratos adquiridos no período das categorias A-3 e A-5.
- $a$ , índice referente ao período de sazonalização nos dois primeiros anos, sendo  $a = 0, 1$ .
- $m$ , índice referente ao período de tempo, em meses, em que é sazonalizada a energia, sendo  $m = 1, 2, \dots, 12$ .
- $c$ , índice referente à categoria de aquisição contratual, tal que  $c = 1, 2, 3, 4$  se refere aos leilões de Ajuste, A-1, A-3 e A-5, respectivamente.

O horizonte de estudo adotado compreende um período em que os contratos nele adquiridos de A-3 e A-5 nunca serão descontratados neste horizonte, e também nos dois primeiros anos de planejamento será considerado o horizonte mensal, conforme descrito na FIGURA 7.

FIGURA 7 – HORIZONTE DE PLANEJAMENTO

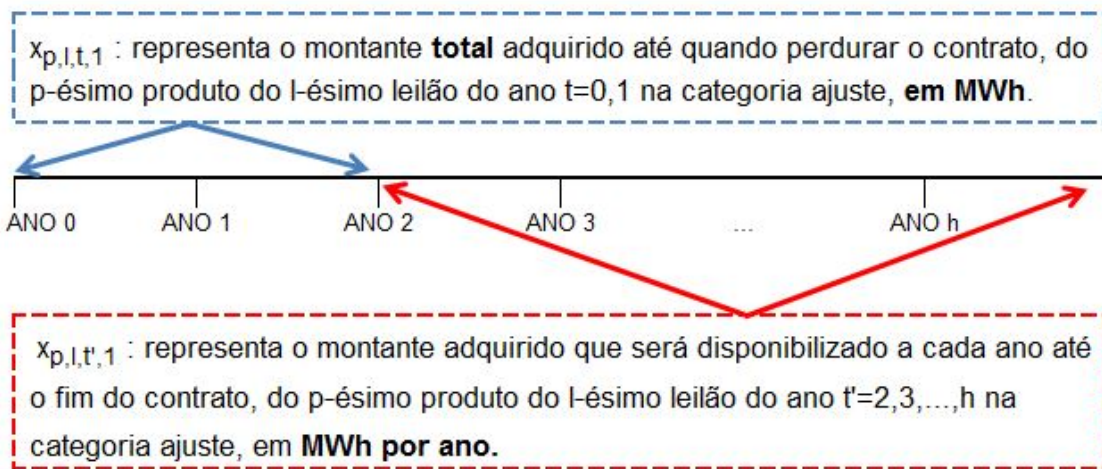


FONTE: A autora (2017).

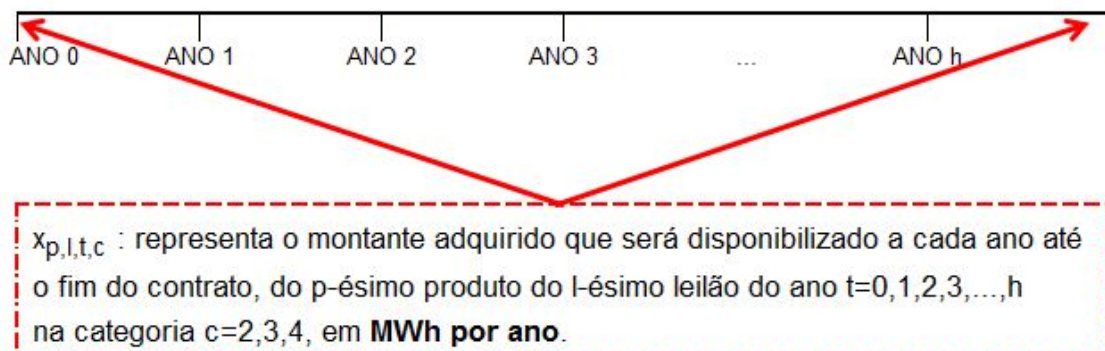
A FIGURA 8 representa a variável de decisão de compra nos leilões. Nos dois primeiros anos do período de estudo para a categoria ajuste, a variável de decisão de compra representa todo o montante contratado, em MWh, cuja duração dos contratos de ajuste no período é fornecida mensalmente devido a sazonalização nos dois primeiros anos, nos demais anos e nas demais categorias as variáveis de decisão de compra são os montantes contratados para cada ano que perdurar o contrato de energia, em MWh por ano.

FIGURA 8 – REPRESENTAÇÃO DAS VARIÁVEIS DE DECISÃO DE COMPRA DE ENERGIA

**Categoria Ajuste**



**Demais categorias:**



FONTE: A autora (2017).

As demais variáveis de decisão envolvidas na descrição do modelo estão listadas a seguir:

- $SUB_t$ : montante de energia subcontratada no ano  $t$ , em MWh.
- $SOB_t$ : montante de energia sobrecontratada no ano  $t$  até o limite de 5% da demanda, em MWh.

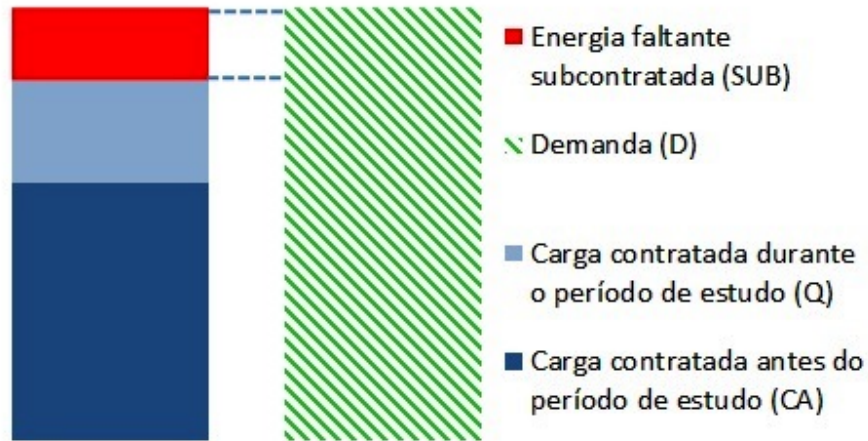
- $SOB5_t$ : montante de energia sobrecontratada no ano  $t$  acima do limite de 5% da demanda, em MWh.
- $sxa0_{p,l,a,m,t}$ : montante de energia distribuído pela sazonalização para o mês  $m$  do ano  $t$ , referente à quantidade total adquirida no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão do ano  $a$  da categoria ajuste, em MWh.
- $sxa1_{p,l,0,m,1}$ : montante de energia distribuído pela sazonalização para o mês  $m$  do ano 1, referente a quantidade total adquirida no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão do ano 0, da categoria A-1, em MWh.
- $qtde\_sxa0_{p,l,a}$ : montante de energia excedente oriunda da sazonalização realizada no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão de ajuste ocorrido no ano  $a$ , em MWh.
- $sub_{m,a}$ : montante de energia subcontratada no mês  $m$  do ano  $a$ , em MWh.
- $sob_{m,a}$ : montante de energia sobrecontratada até o limite de 5% da demanda mensal, no mês  $m$  do ano  $a$ , em MWh.
- $sob5_{m,a}$ : montante de energia sobrecontratada acima do limite de 5% da demanda mensal, no mês  $m$  do ano  $a$ , em MWh.
- $sca_{m,a}$ : montante de energia de contratos anteriores e pré-definidos, que pelo processo de sazonalização foi alocada no mês  $m$  do ano  $a$ .

As restrições envolvidas no problema de minimização de custos, prejuízos e penalidades, assim como a função objetivo do problema de otimização estão descritas a seguir.

### 3.1 RESTRIÇÃO DE BALANÇO CONTRATUAL

As distribuidoras deverão garantir o atendimento de 100% do seu mercado de energia e, no caso de descumprimento dessa obrigação, sofrerão perdas financeiras, com exceção da sobrecontratação até o limite de 5% da demanda. Logo, o montante de energia adquirido antes e durante o período de estudo, acrescido dos possíveis desvios do mercado (subcontratação e sobrecontratação) deve ser igual a demanda da distribuidora, conforme a equação (2). Nas FIGURAS 9 e 10 esquematiza-se essa restrição mostrando as exposições de subcontratação e sobrecontratação, que ocorrem num possível cenário de cargas contratadas no período de estudo e montantes de energia provindos de contratos anteriores e pré-definidos, em relação a sua demanda.

FIGURA 9 – REPRESENTAÇÃO DA RESTRIÇÃO DE BALANÇO NO CASO DE DÉFICIT DE ENERGIA



FONTE: A autora (2017).

FIGURA 10 – REPRESENTAÇÃO DA RESTRIÇÃO DE BALANÇO NO CASO DE ENERGIA EXCEDENTE



FONTE: A autora (2017).

Logo, a restrição de balanço anual pode ser representada matematicamente pela equação (2).

$$\sum_{c=1}^4 Q_{t,c} + SUB_t - SOB_t - SOB5_t = D_t - CA_t; \quad t = 0, 1, \dots, h \quad (2)$$

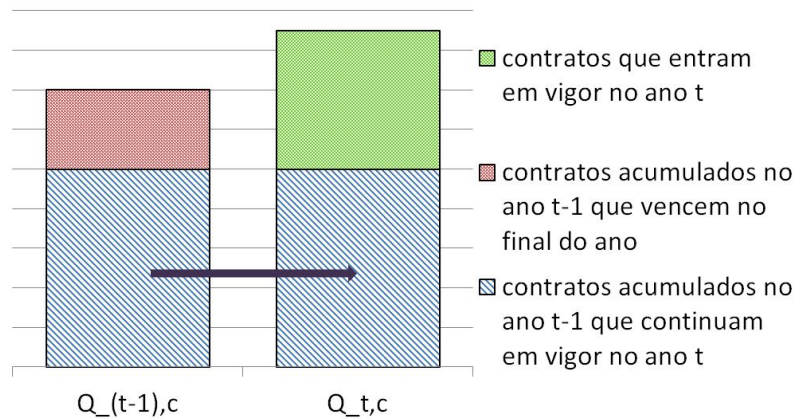
Onde:

- $Q_{t,c}$ : carga acumulada da categoria  $c$  adquirida durante o período de estudo, e se encontra vigente no ano  $t$ , em MWh.
- $D_t$ : demanda anual da distribuidora no ano  $t$ , em MWh.
- $CA_t$ : contratos anteriores e pré-definidos acumulados no ano  $t$ , em MWh.

### 3.2 RESTRIÇÕES PARA O CÁLCULO DA CARGA ACUMULADA

Conforme citado anteriormente, a variável  $Q_{t,c}$  representa o montante de energia em vigor acumulado no ano  $t$  da categoria  $c$ , cuja energia foi contratada durante o período de estudo. Logo, para o cálculo desse montante acumulado é necessário somar as quantidades que irão entrar em vigor no ano em questão, com as quantidades que continuarão em vigência de contratos anteriores firmados ainda durante o período de estudo. A FIGURA 11 retrata um caso genérico de como é realizado o cálculo das cargas acumuladas contratadas no período de estudo.

FIGURA 11 – ESQUEMA GENÉRICO DO CÁLCULO DAS CARGAS ACUMULADAS PARA UMA CATEGORIA  $c$  NO ANO  $t$



FONTE: A autora (2017).

A seguir, são explicitados os cálculos dos montantes acumulados para cada tipo de leilão considerado neste trabalho.

#### 3.2.1 Categoria ajuste

Nesta categoria o cálculo da carga acumulada será subdividido em três partes, conforme descrito a seguir:

##### (a) Nos dois primeiros anos:

Este período corresponde aos anos de sazonalização, logo o cálculo da carga acumulada neste período será a soma dos submontantes de energia acumuladas mensalmente devido à sazonalização, conforme descrito na equação (3).

$$Q_{t,1} = \sum_{m=1}^{12} qa_{0m,t}; \quad t = 0, 1 \quad (3)$$

##### (b) No terceiro ano:

Neste ano já não é efetuada a sazonalização, logo o montante acumulado se dá através da soma de energia que entrará em vigor e o montante acumulado anteri-

ormente, subtraindo-se deste as quantidades que venceram no final do ano anterior, acrescentando ao cálculo os “resíduos” de energia provinda da sazonalização dos dois primeiros anos, conforme equação (4).

$$Q_{t,1} = \sum_{l=1}^{nl_{t,1}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,1}} x_{p,l,t,1} + \left( Q_{(t-1),1} - \sum_{(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}) \in I} x_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, 1} \right) + \sum_{l=1}^{nl_{a,1}} \sum_{p=1}^{np_{l,a,1}} \sum_{a=0}^1 qtd_{e\_sxa0_{p,l,a}}; \quad t = 2 \quad (4)$$

**(c) Nos demais anos:**

Será feito o mesmo cálculo do que o anterior, porém não sendo necessário adicionar a quantidade excedente da sazonalização, visto que ela só será utilizada no terceiro ano, conforme equação (5).

$$Q_{t,1} = \sum_{l=1}^{nl_{t,1}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,1}} x_{p,l,t,1} + \left( Q_{(t-1),1} - \sum_{(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}) \in I} x_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, 1} \right); \quad t = 3, 4, \dots, h. \quad (5)$$

Onde:

$Q_{t,1}$ : montante de energia acumulada adquirida na categoria ajuste durante o período de estudo, e encontra-se vigente no ano  $t$ , em MWh.

$qa0_{m,t}$ : montante de energia vigente acumulada no mês  $m$  do ano  $t$ , adquirida na categoria ajuste durante o período de estudo, em MWh.

$x_{p,l,t,1}$ : montante de energia que será recebido no ano  $t$  adquirido na categoria ajuste no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão ocorrido no ano  $t$ , em MWh por ano.

$qtd_{e\_sxa0_{p,l,a}}$ : montante excedente de energia oriunda da sazonalização realizada no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão de ajuste ocorrido no ano  $a$ , em MWh.

$x_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, 1}$ : montante de energia contratada na categoria ajuste no  $\tilde{p}$ -ésimo produto do  $\tilde{l}$ -ésimo leilão do ano  $\tilde{t}$ , tal que  $(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}) \in I$ , no qual seu contrato findará ao final do ano  $t - 1$ , em MWh por ano.

$I$ : conjunto de todos os possíveis vetores tridimensionais que retratam todos os produtos negociados na categoria A-1, que irão vencer ao final do ano  $t - 1$ , sendo assim cada posição do vetor fornece o produto, o leilão e o ano onde foi adquirida a energia que está a perdurar.

$nl_{t,1}$ : número total de leilões ocorridos no ano  $t$  na categoria ajuste.

$np_{l,t,1}$ : número total de produtos negociados no  $l$ -ésimo leilão do ano  $t$  na categoria ajuste.

### 3.2.2 Categoria A-1

Nesta categoria o cálculo da carga acumulada será subdividido em três partes, conforme detalhado a seguir:

- (a) **No primeiro ano:** Não existem cargas acumuladas da categoria A-1 contratadas no período de estudo, visto que a energia contratada nos leilões só entrará em vigor a partir do segundo ano, conforme equação (6).

$$Q_{t,2} = 0; \quad t = 0 \quad (6)$$

- (b) **No segundo ano:**

Este ano pertence ao período de sazonalização, logo o cálculo da carga acumulada contratada no período de estudo, se dará pela soma das cargas acumuladas mensalmente devido à sazonalização dos produtos contratados no período de estudo na categoria A-1, conforme equação (7).

$$Q_{t,2} = \sum_{m=1}^{12} qa1_{m,t}; \quad t = 1 \quad (7)$$

- (c) **Nos demais anos:**

O cálculo da carga acumulada da categoria A-1 se dará pela soma dos montantes de energia que entrarão em vigor, e a carga acumulada anteriormente com exceção daquelas que venceram no final do ano anterior, conforme equação (8).

$$Q_{t,2} = \sum_{l=1}^{nl_{(t-1),2}} \sum_{p=1}^{np_{l,(t-1),2}} x_{p,l,(t-1),2} + \left( Q_{(t-1),2} - \sum_{(\bar{p}, \bar{l}, \bar{t}) \in K} x_{\bar{p}, \bar{l}, \bar{t}, 2} \right); \quad t = 2, 3, \dots, h \quad (8)$$

Onde:

$Q_{t,2}$ : montante de energia acumulada adquirida na categoria A-1 durante o período de estudo, e encontra-se vigente no ano  $t$ , em MWh.

$qa1_{m,t}$ : montante de energia vigente adquirida na categoria A-1 durante o período de estudo, e encontra-se acumulada no mês  $m$  no ano  $t$ , em MWh.

$x_{p,l,(t-1),2}$ : montante de energia que será recebido no ano  $t$  adquirido na categoria A-1 no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão ocorrido no ano  $t - 1$ , em MWh.

$x_{\bar{p}, \bar{l}, \bar{t}, 2}$ : montante de energia contratada na categoria A-1, no  $\bar{p}$ -ésimo produto do  $\bar{l}$ -ésimo leilão do ano  $\bar{t}$ , tal que  $(\bar{p}, \bar{l}, \bar{t}) \in K$ , no qual seu contrato findará no final do ano  $t - 1$ , em MWh.

$K$ : conjunto de todos os possíveis vetores tridimensionais que retratam todos os produtos negociados, na categoria A-1, que irão vencer ao final do ano  $t - 1$ , sendo assim cada posição do vetor fornece o produto, o leilão e o ano onde foi adquirida a energia que está a perdurar.

$nl_{(t-1),2}$ : número total de leilões ocorridos no ano  $t - 1$  na categoria A-1.

$np_{l,(t-1),2}$ : número total de produtos negociados no  $l$ -ésimo leilão do ano  $t - 1$  na categoria A-1.

### 3.2.3 Categoria A-3

Nesta categoria o cálculo da carga acumulada será subdividido em três partes, conforme descrito a seguir.

#### (a) Nos três primeiros anos:

Não existem cargas acumuladas da categoria A-3 contratadas no período de estudo, visto que a energia contratada nos leilões só entrará em vigor a partir do quarto ano, conforme equação (9).

$$Q_{t,3} = 0; \quad t = 0, 1, 2 \quad (9)$$

#### (b) Nos demais anos:

O cálculo da carga acumulada da categoria A-3 se dará pela soma dos montantes de energia que entrarão em vigor, e a carga acumulada anteriormente. Neste caso não será necessário extrair as cargas que venceriam no ano  $t - 1$ , visto que na categoria A-3 nunca haverá descontrações no período de estudo. A equação (10) fornece a modelagem matemática para a restrição discutida.

$$Q_{t,3} = Q_{(t-1),3} + \sum_{l=1}^{nl_{(t-3),3}} \sum_{p=1}^{np_{l,(t-3),3}} x_{p,l,(t-3),3}; \quad t = 3, 4, \dots, h \quad (10)$$

Onde:

$Q_{t,3}$ : montante de energia acumulada adquirida na categoria A-3 durante o período de estudo, e encontra-se vigente no ano  $t$ , em MWh.

$x_{p,l,(t-3),3}$ : montante de energia que será recebido no ano  $t$  adquirido na categoria A-3 no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão ocorrido no ano  $t - 3$ , em MWh por ano.

$nl_{(t-3),3}$ : número total de leilões ocorridos no ano  $t - 3$  na categoria A-3.

$np_{l,(t-3),3}$ : número total de produtos negociados no  $l$ -ésimo leilão do ano  $t - 3$  na categoria A-3.



### 3.2.4 Categoria A-5

Nesta categoria o cálculo da carga acumulada será subdividido em três partes, conforme descrito a seguir.

(a) **Nos primeiros cinco anos:**

Não existem cargas acumuladas da categoria A-5 contratadas no período de estudo, visto que a energia contratada nos leilões só entrará em vigor a partir do sexto ano, conforme equação (11).

$$Q_{t,4} = 0; \quad t = 0, 1, 2, 3, 4 \quad (11)$$

(b) **Nos demais anos:**

O cálculo da carga acumulada da categoria A-5 se dará pela soma dos montantes de energia que entrarão em vigor no sexto ano, e as cargas anteriores vigentes no ano. E da mesma forma como abordado anteriormente não haverá descontrações em A-5 no período de estudo, considerando as premissas adotadas no presente trabalho. A equação (12) fornece a modelagem matemática para a restrição discutida.

$$Q_{t,4} = Q_{(t-1),4} + \sum_{l=1}^{nl_{(t-5),4}} \sum_{p=1}^{np_{l,(t-5),4}} x_{p,l,(t-5),4}; \quad t = 5, 6, \dots, h \quad (12)$$

Onde:

$Q_{t,4}$ : montante de energia acumulada, adquirida na categoria A-5 durante o período de estudo, e encontra-se vigente no ano  $t$ , em MWh.

$x_{p,l,(t-5),4}$ : montante de energia que será recebido no ano  $t$  adquirido na categoria A-5 no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão ocorrido no ano  $t - 5$ , em MWh.

$nl_{(t-5),4}$ : número total de leilões ocorridos no ano  $t - 5$  na categoria A-5.

$np_{l,(t-5),4}$ : número total de produtos negociados no  $l$ -ésimo leilão do ano  $t - 5$  na categoria A-5.

### 3.3 RESTRIÇÃO PARA O CÁLCULO DA CARGA ACUMULADA MENSALMENTE EM AJUSTE

A carga acumulada  $qa0_{m,t}$  como citado anteriormente, corresponde ao montante acumulado mensalmente de energia contratada em ajuste durante o período de estudo

sazonalizada nos dois primeiros anos, conforme a equação (13) demonstra.

$$qa0_{m,t} = \sum_{a=0}^1 \sum_{l=1}^{nl_{t,1}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,1}} sxa0_{p,l,a,m,t}; \quad t = 0, 1; \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (13)$$

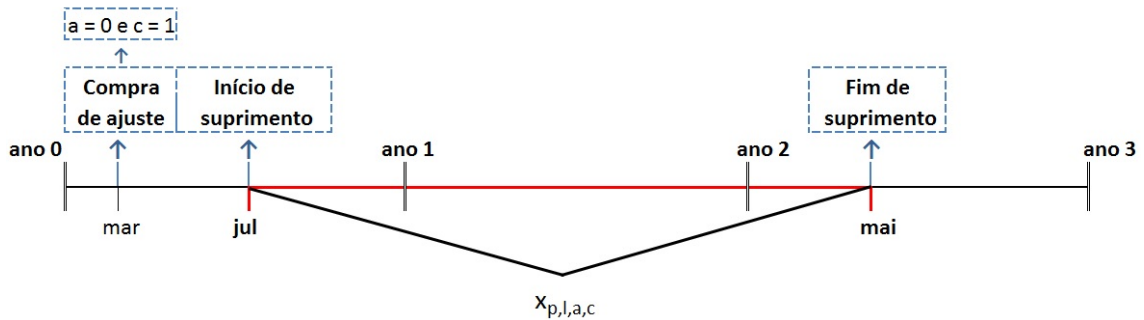
Onde:

$sxa0_{p,l,a,m,t}$ : montante de energia distribuído pela sazonalização para o mês  $m$  no ano  $t$ , referente a quantidade total adquirida no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão do ano  $a$  da categoria ajuste.

### 3.4 RESTRIÇÕES PARA O CÁLCULO DE SAZONALIZAÇÃO EM AJUSTE

O processo de sazonalização em ajuste é mais delicado em comparação ao de A-1, visto que as durações dos contratos em A-1 são anos inteiros, já em ajuste as durações dos contratos são mensais (de 1 mês até 24 meses). Também há o problema da incerteza do início de suprimento da energia de ajuste, que ocorre em até 4 meses, diferente de A-1 que é sempre de 1 ano. A FIGURA 12 ilustra um exemplo de um produto adquirido na categoria ajuste, no mês março do ano 0, onde o início de suprimento para o início do mês de julho do ano 0 e o fim do suprimento ocorre no final do mês de maio do ano 2. Como na modelagem será considerado a sazonalização de contratos nos dois primeiros anos, faz-se necessário distribuir todos os montantes adquiridos de cada produto de cada leilão de ajuste, ocorridos nos dois primeiros anos, entre o início de suprimento até o fim de suprimento.

FIGURA 12 – EXEMPLO DE SAZONALIZAÇÃO EM AJUSTE

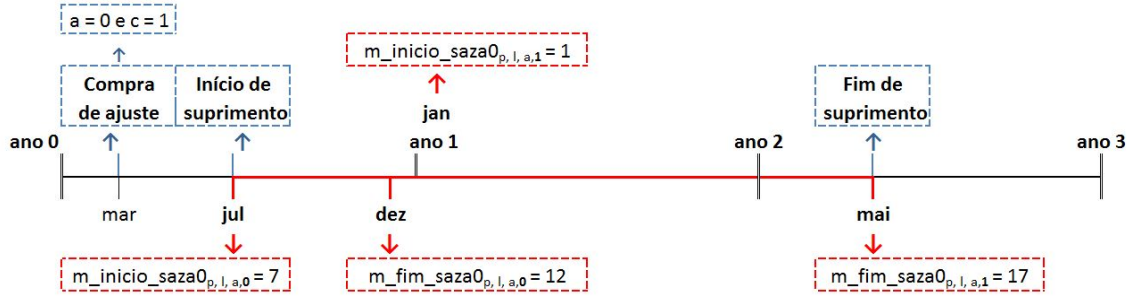


FONTE: A autora (2017).

Para conseguir modelar o problema de forma mais didática, são considerados parâmetros que trazem as informações de início de sazonalização e fim de sazonalização para cada ano, conforme exemplificado na FIGURA 13.

Para os meses não compreendidos entre o início de sazonalização e fim de sazonalização para cada ano, será imposto que a variável mensal de sazonalização para os dois anos correspondente ao produto negociado em certo leilão da categoria ajuste terá valor zero, conforme a FIGURA 14. Também, faz-se necessário considerar o caso

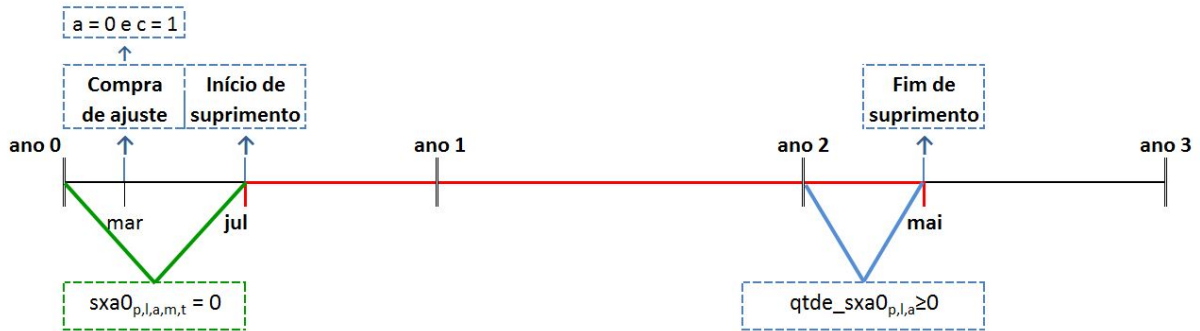
FIGURA 13 – EXEMPLO DOS PERÍODOS DE SAZONALIZAÇÃO PARA CADA ANO DE UM DETERMINADO PRODUTO DA CATEGORIA AJUSTE



FONTE: A autora (2017).

em que o fim do suprimento de algum produto ultrapasse o intervalo de tempo dos dois primeiros anos onde será realizada a sazonalização, como o exemplo que a FIGURA 12 retrata. Logo, será considerada uma variável que calcule a carga excedente desse processo, que será alocada nesse terceiro ano (fora no intervalo de sazonalização), no caso em que o fim de suprimento ultrapasse os dois primeiros anos, conforme a FIGURA 14.

FIGURA 14 – EXEMPLO DA VARIÁVEL DE SAZONALIZAÇÃO E DA VARIÁVEL DE QUANTIDADE EXCEDENTE



FONTE: A autora (2017).

As equações que descrevem o processo da variável de sazonalização são expostas a seguir. Para  $m = 1, 2, \dots, 12$  e  $t = 0, 1$ , tem-se que:

Se  $m \notin [m\_início\_saza0_{p,l,a,t}, m\_fim\_saza0_{p,l,a,t}]$ , então:

$$sxa0_{p,l,a,m,t} = 0; \quad p = 1, \dots, np_{l,t,c}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,c}; \quad a = 0, 1 \quad (14)$$

Caso contrário:

$$sxa0_{p,l,a,m,t} \geq 0; \quad p = 1, \dots, np_{l,t,c}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,c}; \quad a = 0, 1 \quad (15)$$

As equações que descrevem o processo da variável excedente são dadas a seguir.

Se  $m\_fim\_saza0_{p,l,a,1} \leq 12$ , então:

$$qtde\_sxa0_{p,l,a} = 0; \quad p = 1, \dots, np_{l,t,c}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,c}; \quad a = 0, 1 \quad (16)$$

Caso contrário:

$$qtde\_sxa0_{p,l,a} \geq 0; \quad p = 1, \dots, np_{l,t,c}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,c}; \quad a = 0, 1 \quad (17)$$

Sendo assim, tem-se a seguinte restrição para o cálculo da sazonalização, descrita na equação (18).

$$x_{p,l,a,1} = \sum_{t=0}^1 \sum_{m=1}^{12} sxa0_{p,l,a,m,t} + qtde\_sxa0_{p,l,a}; \quad p = 1, \dots, np_{l,t,c}; \quad (18)$$

$$l = 1, \dots, nl_{t,c}; \quad a = 0, 1$$

Onde:

$m\_inicio\_saza0_{p,l,a,t}$ : mês de início da sazonalização em ajuste no ano  $t$  do  $p$ -ésimo produto adquirido no  $l$ -ésimo leilão do ano  $a$ .

$m\_fim\_saza0_{p,l,a,t}$ : mês de fim da sazonalização em ajuste no ano  $t$  do  $p$ -ésimo produto adquirido no  $l$ -ésimo leilão do ano  $a$ .

$sxa0_{p,l,a,m,t}$ : montante de energia distribuído pela sazonalização para o mês  $m$  do ano  $t$ , referente a quantidade total adquirida no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão do ano  $a$  da categoria ajuste.

$qtde\_sxa0_{p,l,a}$ : montante excedente de energia oriunda da sazonalização realizada no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão de ajuste ocorrido no ano  $a$ , em MWh.

$x_{p,l,a,1}$ : montante total de energia contratada na categoria ajuste no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão do ano  $a$ , em MWh.

### 3.5 RESTRIÇÃO PARA O CÁLCULO DA CARGA ACUMULADA MENSALMENTE EM A-1

A carga acumulada  $qa1_{m,t}$  como citado anteriormente, corresponde ao montante de energia acumulado mensalmente que foi contratado em A-1 durante o período de estudo, sazonalizado nos dois primeiros anos. Porém, como a energia contratada em A-1 só é recebida a partir do segundo ano, as cargas acumuladas mensalmente são somente relativas ao segundo ano.

$$qa1_{m,1} = \sum_{l=1}^{nl_{t,2}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,2}} sxa1_{p,l,0,m,1}; \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (19)$$

Onde:

$qa1_{m,1}$ : montante de energia vigente adquirida na categoria A-1 durante o período de estudo, e encontra-se acumulada no mês  $m$  do ano 1, em MWh.

$sxa1_{p,l,0,m,1}$ : montante de energia distribuído pela sazonalização para o mês  $m$  no ano 1, referente a quantidade total adquirida no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão do ano 0, da categoria A-1, em MWh.

### 3.6 RESTRIÇÃO PARA O CÁLCULO DE SAZONALIZAÇÃO EM A-1

Como a sazonalização em A-1 ocorrerá somente no segundo ano, os produtos que passarão pelo processo de sazonalização serão somente os adquiridos no primeiro ano (ano 0), conforme descrito na equação a seguir.

$$x_{p,l,0,2} = \sum_{m=1}^{12} sxa1_{p,l,0,m,1}; \quad p = 1, \dots, np_{l,c,t}; \quad l = 1, \dots, nl_{c,t} \quad (20)$$

Onde:

$x_{p,l,0,2}$ : montante de energia adquirida no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão ocorrido no ano 0 da categoria A-1, em MWh por ano.

### 3.7 RESTRIÇÕES DE BALANÇO MENSAL PARA OS DOIS PRIMEIROS ANOS

Assim como o subcapítulo 3.1 fornece o balanço anual dos montantes de energia, também é necessário considerar um balanço mensal para os dois primeiros anos, em que são alocados montantes de energia mensalmente. Sendo assim se têm as seguintes restrições a seguir.

Para o primeiro ano:

$$qa0_{m,0} + sub_{m,0} - sob_{m,0} - sob5_{m,0} = d_{m,0} - sca_{m,0}; \quad m = 1, \dots, 12 \quad (21)$$

Para o segundo ano:

$$qa0_{m,1} + qa1_{m,1} + sub_{m,1} - sob_{m,1} - sob5_{m,1} = d_{m,1} - sca_{m,1}; \quad m = 1, \dots, 12 \quad (22)$$

Onde:

$qa0_{m,0}$ : montante de energia vigente adquirida na categoria ajuste durante o período de estudo, e encontra-se acumulada no mês  $m$  no ano  $t$ , em MWh.

$sub_{m,0}$ : montante de energia subcontratada no mês  $m$  do ano 0, em MWh.

$sob_{m,0}$ : montante de energia sobrecontratada até o limite de 5% da demanda mensal, no mês  $m$  do ano 0, em MWh.

$sob5_{m,0}$ : montante de energia sobrecontratada acima do limite de 5% da demanda mensal, no mês  $m$  do ano 0, em MWh.

$d_{m,0}$ : demanda mensal da distribuidora no mês  $m$  do ano 0, em MWh.

$sca_{m,0}$ : contratos anteriores e pré-definidos, que pelo processo de sazonalização foram alocados no mês  $m$  do ano 0.

$qa0_{m,1}$ : montante de energia vigente adquirida na categoria ajuste durante o período de estudo, e encontra-se acumulada no mês  $m$  no ano 1, em MWh.

$qa1_{m,1}$ : montante de energia vigente adquirida na categoria A-1 durante o período de estudo, e encontra-se acumulada no mês  $m$  do ano 1, em MWh.

$sub_{m,1}$ : montante de energia subcontratada no mês  $m$  do ano 1, em MWh.

$sob_{m,1}$ : montante de energia sobrecontratada até o limite de 5% da demanda mensal, no mês  $m$  do ano 1, em MWh.

$sob5_{m,1}$ : montante de energia sobrecontratada acima do limite de 5% da demanda mensal, no mês  $m$  do ano 1, em MWh.

$d_{m,1}$ : demanda mensal da distribuidora no mês  $m$  do ano 1, em MWh.

$sca_{m,1}$ : contratos anteriores e pré-definidos, que pelo processo de sazonalização foram alocados no mês  $m$  do ano 1.

### 3.8 RESTRIÇÃO PARA A SAZONALIZAÇÃO DOS CONTRATOS ANTERIORES E PRÉ-DEFINIDOS

Como descrito anteriormente, a variável  $sca_{m,a}$  é o montante de energia contratada antes do período de estudo, que pelo processo de sazonalização foi alocada no mês  $m$  do ano 1, em que  $a = 0, 1$ . Abaixo é fornecida a restrição que descreve o processo de sazonalização realizado na variável  $CA_a$ , que representa o montante anual acumulado no ano  $a$ , da energia adquirida antes do período de estudo, conforme equação (23).

$$\sum_{m=1}^{12} sca_{m,a} = CA_a; \quad a = 0, 1 \quad (23)$$

### 3.9 RESTRIÇÃO DE COMPRA NA CATEGORIA AJUSTE

O montante total a ser contratado na categoria ajuste por uma distribuidora deve ser até 5% da carga total contratada por ela.

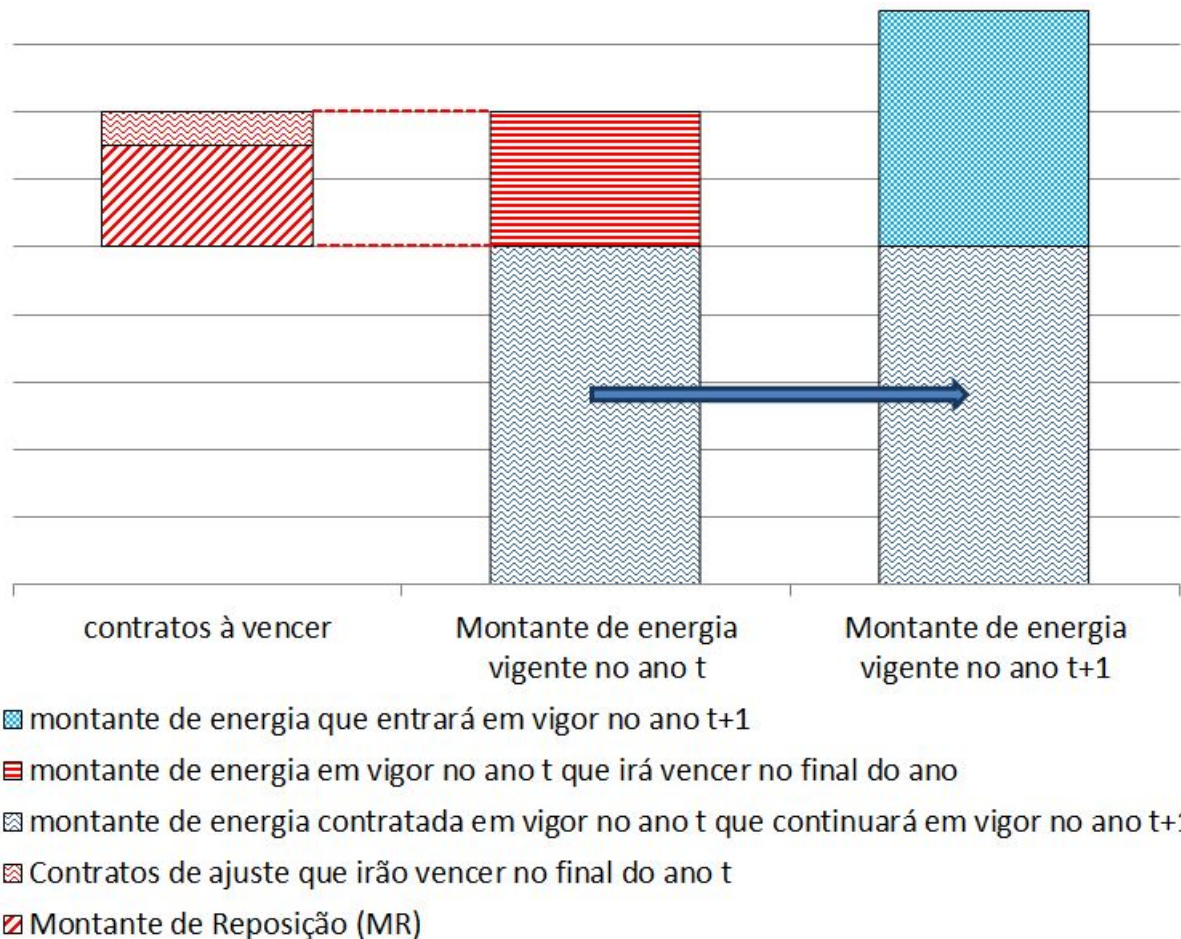
$$\sum_{l=1}^{nl_{t,1}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,1}} x_{p,l,t,1} \leq 0,05 * \left( CA_t + \sum_{c=1}^4 Q_{c,t} \right); \quad t = 0, 1, \dots, h \quad (24)$$

### 3.10 RESTRIÇÃO PARA O CÁLCULO DO MONTANTE DE REPOSIÇÃO

O MR é a quantidade de energia que está a vencer no final do ano  $t$ . Não fazem parte do MR os vencimentos de contratos de leilões de ajuste. Logo, para o cálculo do MR é necessário fazer a diferença entre as cargas acumuladas no ano  $t$  e as do ano

$t + 1$  retirando desta o montante que entrará em vigor em  $t + 1$ . Este cálculo fornece a quantidade de cargas que estão sendo descontratadas, logo é necessário subtrair as cargas contratadas nos leilões de ajuste que estarão a perdurar no ano  $t$ , pois não fazem parte do MR. A FIGURA 15 exemplifica o cálculo do MR.

FIGURA 15 – ESQUEMA DO CÁLCULO DO MR



FONTE: A autora (2017).

No ano  $t = 0$  para o cálculo do MR, deve ser considerado o problema da alocação de energia excedente de um determinado produto advindo da sazonalização de cargas, logo não se pode considerar um montante total de um produto contratado em ajuste, que entre em vigor no ano  $(t + 1) = 1$  que possua excedente de sazonalização para o ano  $(t + 2) = 2$ , ou seja, somente é possível considerar a diferença entre o contratado e o excedente. A equação (25) descreve a restrição para o cálculo do MR

para o ano  $t = 0$ .

$$MR_t = \left( \left( \sum_{c=1}^4 Q_{c,t} - \left[ \sum_{c=1}^4 Q_{c,(t+1)} - \left[ \sum_{(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, \tilde{c}) \in J} x_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, \tilde{c}} - \sum_{(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, 1) \in J} qtdexsa0_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}} \right] \right] \right) - \sum_{(\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}) \in M} x_{\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}, 1} \right) + CA_t - (CA_{t+1} - CV_{t+1}); \quad t = 0 \quad (25)$$

A equação (26) descreve a restrição para o cálculo do MR nos demais anos equação.

$$MR_t = \left( \left( \sum_{c=1}^4 Q_{c,t} - \left[ \sum_{c=1}^4 Q_{c,(t+1)} - \sum_{(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, \tilde{c}) \in J} x_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, \tilde{c}} \right] \right) - \sum_{(\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}) \in M} x_{\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}, 1} \right) + CA_t - (CA_{t+1} - CV_{t+1}); \quad t = 1, 2, \dots, h-1 \quad (26)$$

Onde:

$MR_t$ : montante de reposição do ano  $t$ , em MWh.

$x_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, \tilde{c}}$ : montante de energia que entra em vigor no ano  $t + 1$ , que foi contratada no  $\tilde{p}$ -ésimo produto do  $\tilde{l}$ -ésimo leilão do ano  $\tilde{t}$  na categoria  $\tilde{c}$ , tal que  $(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, \tilde{c}) \in J$ , em MWh no caso de  $\tilde{c} = 1$  e  $\tilde{t} = 0, 1$ , caso contrário em MWh por ano.

$J$ : conjunto de todos os possíveis vetores quadridimensionais que retratam todos os produtos negociados que irão entrar em vigor no ano  $t + 1$ , sendo assim cada posição do vetor fornece o produto, o leilão, o ano e a categoria onde foi adquirida a energia que está a entrar em vigor.

$qtdexsa0_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}}$ : montante excedente de energia oriunda da sazonalização realizada no  $\tilde{p}$ -ésimo produto do  $\tilde{l}$ -ésimo leilão de ajuste ocorrido no ano  $\tilde{t}$ , tal que  $(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, 1) \in J$ , em MWh.

$x_{\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}, 1}$ : montante de energia que vence no final do ano  $t$ , que foi contratada no  $\hat{p}$ -ésimo produto do  $\hat{l}$ -ésimo leilão do ano  $\hat{t}$  na categoria ajuste, tal que  $(\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}) \in M$ , em MWh no caso de  $\hat{t} = 0, 1$ , caso contrário em MWh por ano.

$M$ : conjunto de todos os possíveis vetores tridimensionais que retratam todos os produtos negociados na categoria ajuste que irão vencer no final do ano  $t$ .

$CV_{t+1}$ : montante de energia contratada antes do período de estudo que entra em vigor no ano  $t + 1$ , em MWh.



### 3.11 RESTRIÇÃO DE LIMITE INFERIOR PARA A CATEGORIA A-1

A distribuidora deverá recontratar, na categoria A-1, o mínimo de 96% do seu MR, sob pena de limite de repasse em energia nova. Então, para penalizar o descumprimento da regra citada, é necessário calcular o montante de energia não adquirida em A-1, como descreve a equação (27).

$$\sum_{l=1}^{nl_{t,2}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,2}} x_{p,l,t,2} + q\_2lim_t \geq 0,96 * MR_t; \quad t = 0, 1, \dots, h - 1 \quad (27)$$

Onde:

$q\_2lim_t$ : representa a diferença entre 96% do MR e a quantidade adquirida no leilão A-1 no ano  $t$ , em MWh.

### 3.12 RESTRIÇÃO DE LIMITE SUPERIOR PARA A CATEGORIA A-1

A distribuidora poderá recontratar na categoria A-1 até o limite do seu MR, acrescido de 0,5% da carga realizada no ano da compra em A-1, conforme equação (28).

$$\sum_{l=1}^{nl_{t,2}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,2}} x_{p,l,t,2} \leq MR_t + 0,005 * D_t; \quad t = 0, 1, \dots, h - 1 \quad (28)$$

### 3.13 RESTRIÇÃO DE LIMITE DE REPASSE NA CATEGORIA A-3

A compra de energia nos leilões A-3, é limitada a 2% da carga da distribuidora verificada 5 anos antes do recebimento da energia, sob pena de restrição de repasse, conforme equação (29).

$$\sum_{l=1}^{nl_{t,3}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,3}} x_{p,l,t,3} - q\_3lim_t \leq 0,02 * CV\_A5_t; \quad t = 0, 1, \dots, h - 3 \quad (29)$$

Onde:

$q\_3lim_t$ : quantidade de energia adquirida acima do limite de 2% da carga verificada no ano "A-5", ou seja no ano " $t - 2$ ", em MWh.

$CV\_A5_t$ : montante de energia verificada 5 anos antes do recebimento da energia adquirida em A-3 no ano  $t$ , em MWh.

### 3.14 LIMITES DAS VARIÁVEIS

As variáveis utilizadas na modelagem do problema de otimização da contratação de energia possuem limites inferiores e superiores, cujo detalhamento é dado a seguir:

$$0 \leq Q_{t,c}; \quad t = 0, 1, \dots, h; \quad c = 1, 2, 3, 4 \quad (30)$$

$$0 \leq SUB_t; \quad t = 0, 1, \dots, h \quad (31)$$

$$0 \leq SOB_t \leq 0,05 * D_t; \quad t = 0, 1, \dots, h \quad (32)$$

$$0 \leq SOB5_t; \quad t = 0, 1, \dots, h \quad (33)$$

$$0 \leq qa0_{m,t}; \quad t = 0, 1; \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (34)$$

$$0 \leq x_{p,l,t,c}; \quad t = 0, 1, \dots, h; \quad c = 1, 2, 3, 4; \quad p = 1, \dots, np_{l,t,c}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,c} \quad (35)$$

$$0 \leq qtde\_sxa0_{p,l,t}, \quad p = 1, \dots, np_{l,t,1}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,1}; \quad t = 2 \quad (36)$$

$$0 \leq qa1_{m,t}, \quad m = 1, 2, \dots, 12; \quad t = 1 \quad (37)$$

$$0 \leq sxa1_{p,l,0,m,1}; \quad p = 1, \dots, np_{l,t,2}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,1}; \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (38)$$

$$0 \leq sub_{m,t}; \quad m = 1, 2, \dots, 12; \quad t = 0, 1 \quad (39)$$

$$0 \leq sob_{m,t} \leq 0,05 * d_{m,t}; \quad m = 1, 2, \dots, 12; \quad t = 0, 1 \quad (40)$$

$$0 \leq sob5_{m,t}; \quad m = 1, 2, \dots, 12; \quad t = 0, 1 \quad (41)$$

$$0 \leq sca_{m,a}; \quad m = 1, 2, \dots, 12; \quad a = 0, 1 \quad (42)$$

$$0,85 * \frac{x_{p,l,t,1}}{d_{p,l,t,1}} \leq sxa0_{p,l,a,m,t} \leq 1,15 * \frac{x_{p,l,t,1}}{d_{p,l,t,1}}, \quad p = 1, \dots, np_{l,t,1}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,1};$$

$$a = 0, 1; \quad t = 0, 1; \quad m \in [m\_inicio\_saza0_{p,l,a,t}, m\_fim\_saza0_{p,l,a,t}] \quad (43)$$

$$0,85 * \frac{x_{p,l,t,2}}{12} \leq sxa1_{p,l,a,m,t} \leq 1,15 * \frac{x_{p,l,t,2}}{12}, \quad p = 1, \dots, np_{l,t,2}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,2};$$

$$a = 1; \quad t = 0; \quad m = 1, \dots, 12 \quad (44)$$

$$0,85 * \frac{CA_a}{12} \leq sca_{m,a} \leq 1,15 * \frac{CA_a}{12}, \quad a = 0, 1; \quad m = 1, \dots, 12 \quad (45)$$

Onde:

$d_{p,l,t,1}$ : duração do contrato de energia adquirido  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão do ano  $t$  da categoria ajuste, em meses.

Os limites inferiores são de não negatividade, necessários para a viabilidade do problema, com exceção do limite inferior da variável  $sxa0_{p,l,a,m,t}$ , que deve ser de no mínimo 85% da média anual da energia contratada, já o limite superior retratada que o montante discretizado mensalmente deverá ser de no máximo 115% da média anual da energia contratada. Para variável  $sxa1_{p,l,a,m,t}$  também é definido o mesmo

limite máximo e mínimo de sazonalização, mesmo que pelas regras não seja obrigatório, mas se não houver acordo entre a distribuidora e a geradora a CCEE sazonalizará as cargas entre esses limites, logo a utilização desses limites representa uma sazonalização mais realista, a mesma justificativa é empregada para o uso dos limites de sazonalização para a variável  $sca_{m,a}$ .

Ademais, há também o limite superior da variável  $SOB_t$  que serve para limitá-la até o valor de 5% da demanda anual, repartindo assim a sobrecontratação de energia em  $SOB_t$  (sobrecontratação até 5% da demanda) e  $SOB5_t$  (sobrecontratação acima de 5% da demanda).

### 3.15 FUNÇÃO OBJETIVO DO PROBLEMA

A descrição da função objetivo é dividida em sete subitens, de forma a facilitar o entendimento da modelagem, conforme descrito a seguir.

#### 3.15.1 Custo da energia contratada em leilões

O custo da energia total contratada em leilões no horizonte de estudo se dá através do montante de energia adquirido multiplicado pela quantidade de anos a perdurar cada contratação no horizonte de estudo, no caso de quantidades contratadas em MWh (conforme a explicação da FIGURA 8), multiplicado pelo preço de compra. Vale ressaltar que como são empregados índices de correção monetária, nos contratos de LEEs como nos de LENs, os valores monetários serão deflacionados para uma mesma data base, para que seja possível a comparação entre eles. Para deflacionar tais valores deve-se dividir seu respectivo preço pelo número índice do IPCA correspondente ao ano do cálculo do mesmo e multiplicá-lo pelo IPCA da data base desejável. Utilizando este procedimento, tem-se que o custo da energia contratada no período de estudo é  $DC1$ , conforme equação (46).

$$DC1 = \sum_{c=2}^4 \sum_{t=0}^h \sum_{l=1}^{nl_{t,c}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,c}} (d_{p,l,t,c} * p'_{l,t,c} * x_{p,l,t,c}) + \sum_{t=0}^1 \sum_{l=1}^{nl_{t,1}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,1}} p'_{l,t,1} * x_{p,l,t,1} + \sum_{t=2}^h \sum_{l=1}^{nl_{t,1}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,1}} d_{p,l,t,1} * p'_{l,t,1} * x_{p,l,t,1} \quad (46)$$

Onde:

$DC1$ : custo total deflacionado pelo IPCA, da compra de energia durante o período de estudo via leilões, em R\$/MWh.

$d_{p,l,t,c}$ : duração do contrato de energia adquirido  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão do ano  $t$  da categoria ajuste, em anos.

$p'_{l,t,c}$ : é o valor  $p_{l,t,c}$  deflacionado pelo IPCA, sendo que  $p_{l,t,c}$  é o preço da energia contratada no  $p$ -ésimo produto do  $l$ -ésimo leilão da categoria  $c$ , em R\$ por MWh.

### 3.15.2 Custo da energia contratada no MCP

No caso de subcontratação, em que a demanda é maior do que a energia adquirida, a energia faltante deve ser adquirida no MCP a PLD. Logo o custo da energia que é adquirida no MCP se dá pelo produto da quantidade faltante e o PLD. Conforme considerado por premissa tal liquidação no MCP se dará em base mensal nos dois primeiros anos, já nos demais anos será considerada a liquidação anual, conforme detalhado na equação (47).

$$DC2 = \sum_{t=0}^1 pld'_{m,t} * sub_{m,t} + \sum_{t=2}^h PLD'_t * SUB_t \quad (47)$$

Onde:

$DC2$ : custo total deflacionado pelo IPCA, da energia contratada no MCP, em R\$/MWh.

$pld'_{m,t}$ : é o valor do  $pld_{m,t}$  deflacionado pelo IPCA, sendo que  $pld_{m,t}$  é o valor mensal do PLD obtido através das médias semanais do mês  $m$ , para o ano  $t$ , em R\$/MWh.

$PLD'_t$ : é o valor do  $PLD_t$  deflacionado pelo IPCA, sendo que  $PLD_t$  é o valor anual do PLD obtido através das médias mensais, para o ano  $t$ , em R\$/MWh.

### 3.15.3 Penalização por subcontratação anual

Em caso de subcontratação anual, a distribuidora será penalizada por insuficiência de lastro, cujo valor a ser pago será o maior entre o VR e o PLD, conforme a (EQUAÇÃO 48)

$$DPSUB = \sum_{t=0}^h \max \{VR'_t, PLD'_t\} * SUB_t \quad (48)$$

Onde:

$DPSUB$ : custo total deflacionado pelo IPCA, da penalização devido à subcontratação anual, em R\$/MWh.

$VR'_t$ : é o  $VR_t$ , deflacionado pelo IPCA, sendo que  $VR_t$  é o Valor de Referência para o ano  $t$ , em R\$/MWh.

### 3.15.4 Prejuízo por subcontratação anual e mensal

Em caso de subcontratação, a distribuidora além de comprar a energia faltante no MCP a PLD e ser penalizada por falta de lastro, sofrerá ainda um prejuízo devido

a limitação no repasse do custo da energia adquirida no MCP para as tarifas dos consumidores finais, sendo que a concessionária poderá somente repassar para a tarifa o menor valor entre o PLD e o VR, ou seja, em caso de PLD baixo ela não terá prejuízo, caso contrário, seu prejuízo será a diferença entre o montante pago a PLD e o VR. Porém esta limitação de repasse, se dá mensalmente a montantes subcontratados em cada mês de forma proporcional ao déficit anual, esta proporcionalidade torna essa regra não linear, sendo assim por premissa será considerado que toda quantidade subcontratada mensalmente sofra limite de repasse ao VR, mesmo que a quantidade somada da subcontratação mensal seja superior a anual, logo com a adoção dessa regra supõe-se o pior caso possível de prejuízo para a distribuidora. Portanto nos dois primeiros anos do período de estudo será considerado um prejuízo mensal, nos demais anos anual, conforme a equação (49) descreve.

$$DPRSUB = \sum_{t=0}^1 \sum_{m=1}^{12} [pld'_{m,t} - \min \{VR'_t, pld'_{m,t}\}] * sub_{m,t} + \sum_{t=2}^h [PLD'_t - \min \{VR'_t, PLD'_t\}] * SUB_t \quad (49)$$

Onde:

*DPRSUB*: custo total deflacionado pelo IPCA, do prejuízo devido à subcontratação, em R\$/MWh.

### 3.15.5 Prejuízo devido a sobrecontratação acima dos 5% da demanda anual

No caso de a distribuidora adquirir energia além dos 5% da sua demanda, ela não poderá repassar os custos dessa energia aos seus consumidores finais, mas poderá vender a energia remanescente no MCP a PLD. No caso de PLD abaixo do valor pago pela energia a distribuidora irá auferir prejuízo, em caso contrário irá auferir lucro. No modelo proposto, não será considerado o lucro que a distribuidora poderá auferir, visto que seu objetivo não é o lucro, e sim a minimização de prejuízos e custos. Logo o prejuízo causado na sobrecontratação será a diferença entre o valor pago pela energia e o valor de venda, que neste caso seria o valor de PLD.

Da mesma forma que a subcontratação anual é tratada pela ANEEL, o mesmo ocorre com a sobrecontratação acima de 5% da demanda anual da distribuidora, logo como discutido anteriormente, será considerado nos dois primeiros anos os prejuízos que a distribuidora possa auferir com a venda de energia no MCP mensalmente, já nos demais anos será considerado o prejuízo advindo da venda anual no MCP.

Por premissa, será considerado o valor pago pela energia, como sendo o valor máximo dos possíveis contratos a serem contratados no horizonte de estudo, vigentes

no ano  $t$ . Essa premissa foi adotada para manter a linearidade do problema conjuntamente com a minimização dos possíveis riscos financeiros advindos de uma exposição ao MCP, logo opta-se por simular o pior caso possível do prejuízo decorrente da sobrecontratação acima dos 5% da demanda, conforme equação (50).

$$DPRSOB5 = \sum_{t=0}^1 \max \{pMAX'_t - pld'_{m,t}, 0\} * sob5_{m,t} + \sum_{t=2}^h \max \{pMAX'_t - PLD'_t, 0\} * SOB5_t \quad (50)$$

Onde:

$DPRSOB5$ : custo total do prejuízo advindo da exposição ao MCP pela sobrecontratação acima dos 5% da demanda, deflacionado pelo IPCA, em R\$/MWh.

$pMAX'_t$ : é o valor  $pMAX_t$  deflacionado pelo IPCA, sendo que  $pMAX_t$  é o preço máximo da energia que poderá ser contratada no horizonte de estudo, possivelmente vigente no ano  $t$ , em R\$/MWh.

### 3.15.6 Prejuízo devido ao limite de repasse à tarifa nos contratos adquiridos em energia nova

As distribuidoras são obrigadas a contratar na categoria A-1, o limite mínimo da quantidade de 96% do MR, no caso de não ser contratado o limite mínimo de 96% do MR da distribuidora, a quantidade equivalente à diferença faltante ( $q\_2lim_t$ ), será penalizada nos contratos de energia nova (contratados celebrados por meio de leilões A-3 e A-5). O repasse as tarifas dos consumidores finais, referente a essa quantidade de energia, será limitado ao Valor de Referência da Energia Existente (VRE), ou seja, a diferença entre o valor pago pela energia nova e o VRE, caso o VRE seja menor que o valor pago, será o prejuízo adquirido pela distribuidora por não poder repassar o valor de compra, e sim um valor inferior àquele que havia sido pago. Este limite de repasse será aplicado nos três primeiros anos após o leilão A-1, logo o prejuízo deverá ser multiplicado por três, conforme a equação (51). Também, a parcela de energia nova que será penalizada é a adquirida nos leilões que ocorreram, 3 e 5 anos antes do recebimento da energia comprada em A-1, com os contratos de maior preço, logo o prejuízo será a diferença entre o máximo preço dos leilões ocorridos 3 e 5 anos antes e o VRE, como descrito na equação (51).

$$DPRen = 3 * \sum_{t=0}^{h-1} \max \left\{ \left( \max \left\{ p'_{3,((\bar{t}+1)-3)}, p'_{4,((\bar{t}+1)-5)} \right\} - VRE'_{t+1} \right), 0 \right\} * q\_2lim_t \quad (51)$$

Onde:

$DPRen$ : custo total deflacionado pelo IPCA do prejuízo advindo do limite de repasse da energia nova, em R\$/MWh.

$p'_{3,((\bar{t}+1)-3)}$ : é valor  $p_{3,((\bar{t}+1)-3)}$  deflacionado pelo IPCA, sendo que  $p_{3,((\bar{t}+1)-3)}$  é o preço de compra de energia na categoria A-3 para o ano "A-3", onde "A-1" é o ano do cálculo de  $q\_2lim_t$ , em R\$/MWh.

$p'_{4,((\bar{t}+1)-5)}$ : é valor  $p_{4,((\bar{t}+1)-5)}$  deflacionado pelo IPCA, em que  $p_{4,((\bar{t}+1)-5)}$  é o preço de compra de energia da categoria A-5 para o ano "A-5", onde "A-1" é o ano do cálculo de  $q\_2lim_t$ , em R\$/MWh.

$VRE'_{t+1}$ : é o  $VRE_t$  deflacionado pelo IPCA, sendo que  $VRE_t$  é o VRE para o ano  $t$ , em R\$/MWh.

### 3.15.7 Prejuízo devido ao limite de repasse à tarifa nos contratos adquiridos em A-3

A quantidade de energia que foi adquirida anualmente na categoria A-3 acima do limite de 2% da quantidade de energia elétrica verificada no ano "A-5", sofrerá limitação do repasse de energia ao menor valor entre o VL5 e o VL3, ambos corrigidos monetariamente. Em que VL3 e VL5 são os valores médios de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 3" e "A - 5" respectivamente, ponderados pelas respectivas quantidades adquiridas, aonde "A" é o ano de recebimento da energia adquirida, conforme equação (52).

$$DPRa3 = \sum_{t=0}^{h-3} (mp'_{t,3} - \min\{VL5'_t, VL3'_t\}) * q\_3lim_t \quad (52)$$

Onde:

$DPa3$ : custo total deflacionado pelo IPCA do prejuízo advindo do limite de repasse de A-3, em R\$/MWh.

$mp'_{t,3}$ : é o valor  $mp_{t,3}$  deflacionado pelo IPCA, onde  $mp_{t,3}$  é o preço médio de todos os leilões ocorridos no ano  $t$  da categoria A-3, em R\$/MWh.

$VL5'_t$ : é o valor  $VL5_t$  deflacionado pelo IPCA, sendo que  $VL5_t$  é o valor médio de aquisição de energia em leilões de energia nova no ano "A-5", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas para início de suprimento no ano  $t$ , em R\$/MWh.

$VL3'_t$ : é o valor  $VL3_t$  deflacionado pelo IPCA, sendo que  $VL3_t$  é o valor médio de aquisição de energia em leilões de energia nova no ano "A-3", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas para início de suprimento no ano  $t$ , em R\$/MWh.

### 3.16 MODELO II

A formulação matemática do modelo II descrito nas equações (2)-(52), pode ser representada como um problema de Programação Linear Multiobjetivo (Murty (1983)):

$$\begin{aligned} \text{minimizar } f(x) = & \lambda_1 * (DC1 + DC2) + \\ & \lambda_2 * (DPSUB + DPRSUB + DPRSOB5 + DPRen + DPRa3) \end{aligned}$$

sujeito a:

Restrições de balanço anual e mensal:

$$\begin{aligned} \sum_{c=1}^4 Q_{t,c} + SUB_t - SOB_t - SOB5_t &= D_t - CA_t; \quad t = 0, 1, \dots, h \\ qa0_{m,0} + sub_{m,0} - sob_{m,0} - sob5_{m,0} &= d_{m,0} - sca_{m,0}; \quad m = 1, \dots, 12 \\ qa0_{m,1} + qa1_{m,1} + sub_{m,1} - sob_{m,1} - sob5_{m,1} &= d_{m,1} - sca_{m,1}; \quad m = 1, \dots, 12 \end{aligned}$$

Restrições para o cálculo da carga acumulada anual e mensal:

$$\begin{aligned} Q_{t,1} &= \sum_{m=1}^{12} qa0_{m,t}; \quad t = 0, 1 \\ Q_{t,1} &= \sum_{l=1}^{nl_{t,1}} \sum_{p=1}^{npl_{t,1}} x_{p,l,t,1} + \left( Q_{(t-1),1} - \sum_{(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}) \in I} x_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, 1} \right) + \sum_{l=1}^{nl_{a,1}} \sum_{p=1}^{npl_{a,1}} \sum_{a=0}^1 qtde\_sxa0_{p,l,a}; \quad t = 2 \\ Q_{t,1} &= \sum_{l=1}^{nl_{t,1}} \sum_{p=1}^{npl_{t,1}} x_{p,l,t,1} + \left( Q_{(t-1),1} - \sum_{(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}) \in I} x_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, 1} \right); \quad t = 3, 4, \dots, h. \\ Q_{t,2} &= 0; \quad t = 0 \\ Q_{t,2} &= \sum_{m=1}^{12} qa1_{m,t}; \quad t = 1 \\ Q_{t,2} &= \sum_{l=1}^{nl_{(t-1),2}} \sum_{p=1}^{npl_{(t-1),2}} x_{p,l,(t-1),2} + \left( Q_{(t-1),2} - \sum_{(\bar{\tilde{p}}, \bar{\tilde{l}}, \bar{\tilde{t}}) \in K} x_{\bar{\tilde{p}}, \bar{\tilde{l}}, \bar{\tilde{t}}, 2} \right); \quad t = 2, 3, \dots, h \\ Q_{t,3} &= 0; \quad t = 0, 1, 2 \end{aligned}$$



$$Q_{t,3} = Q_{(t-1),3} + \sum_{l=1}^{nl_{(t-3),3}} \sum_{p=1}^{np_{l,(t-3),3}} x; \quad t = 3, 4, \dots, h$$

$$Q_{t,4} = 0; \quad t = 0, 1, 2, 3, 4$$

$$Q_{t,4} = Q_{(t-1),4} + \sum_{l=1}^{nl_{(t-5),4}} \sum_{p=1}^{np_{l,(t-5),4}} x_{p,l,(t-5),4}; \quad t = 5, 6, \dots, h$$

$$qa0_{m,t} = \sum_{a=0}^1 \sum_{l=1}^{nl_{t,1}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,1}} sxa0_{p,l,a,m,t}; \quad t = 0, 1; \quad m = 1, 2, \dots, 12$$

$$qa1_{m,1} = \sum_{l=1}^{nl_{t,2}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,2}} sxa1_{p,l,0,m,1}; \quad m = 1, 2, \dots, 12$$

Restrições relacionadas à sazonalização de contratos:

$$x_{p,l,a,1} = \sum_{t=0}^1 \sum_{m=1}^{12} sxa0_{p,l,a,m,t} + qtde\_sxa0_{p,l,a}; \quad p = 1, \dots, np_{l,t,c};$$

$$l = 1, \dots, nl_{t,c}; \quad a = 0, 1$$

$$x_{p,l,0,2} = \sum_{m=1}^{12} sxa1_{p,l,0,m,1}; \quad p = 1, \dots, np_{l,c,t}; \quad l = 1, \dots, nl_{c,t}$$

$$\sum_{m=1}^{12} sca_{m,a} = CA_a; \quad a = 0, 1$$

Restrições relacionadas à compra em ajuste:

$$\sum_{l=1}^{nl_{t,1}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,1}} x_{p,l,t,1} \leq 0,05 * \left( CA_t + \sum_{c=1}^4 Q_{c,t} \right); \quad t = 0, 1, \dots, h$$

Restrições para relacionadas à compra na categoria A-1:

$$MR_t = \left( \left( \sum_{c=1}^4 Q_{c,t} - \left[ \sum_{c=1}^4 Q_{c,(t+1)} - \left[ \sum_{(\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}, \hat{c}) \in J} x_{\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}, \hat{c}} - \sum_{(\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}, 1) \in J} qtde\_sxa0_{\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}} \right] \right] \right) \right. \\ \left. - \sum_{(\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}) \in M} x_{\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}, 1} \right) + CA_t - (CA_{t+1} - CV_{t+1}); \quad t = 0$$

$$MR_t = \left( \left( \sum_{c=1}^4 Q_{c,t} - \left[ \sum_{c=1}^4 Q_{c,(t+1)} - \sum_{(\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, \tilde{c}) \in J} x_{\tilde{p}, \tilde{l}, \tilde{t}, \tilde{c}} \right] \right) - \sum_{(\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}) \in M} x_{\hat{p}, \hat{l}, \hat{t}, 1} \right) + CA_t - (CA_{t+1} - CV_{t+1}); \quad t = 1, 2, \dots, h-1$$

$$\sum_{l=1}^{nl_{t,2}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,2}} x_{p,l,t,2} + q\_2lim_t \geq 0,96 * MR_t; \quad t = 0, 1, \dots, h-1$$

$$\sum_{l=1}^{nl_{t,2}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,2}} x_{p,l,t,2} \leq MR_t + 0,005 * D_t; \quad t = 0, 1, \dots, h-1$$

Restrições relacionadas às compras em A-3:

$$\sum_{l=1}^{nl_{t,3}} \sum_{p=1}^{np_{l,t,3}} x_{p,l,t,3} - q\_3lim_t \leq 0,02 * CV\_A5_t; \quad t = 0, 1, \dots, h-3$$

Restrições de não-negatividade e outras limitações:

$$0 \leq Q_{t,c}; \quad t = 0, 1, \dots, h; \quad c = 1, 2, 3, 4$$

$$0 \leq SUB_t; \quad t = 0, 1, \dots, h$$

$$0 \leq SOB_t \leq 0,05 * D_t; \quad t = 0, 1, \dots, h$$

$$0 \leq SOB5_t; \quad t = 0, 1, \dots, h$$

$$0 \leq qa0_{m,t}; \quad t = 0, 1; \quad m = 1, 2, \dots, 12$$

$$0 \leq x_{p,l,t,c}; \quad t = 0, 1, \dots, h; \quad c = 1, 2, 3, 4; \quad p = 1, \dots, np_{l,t,c}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,c}$$

$$0 \leq qtde\_sxa0_{p,l,t}, \quad p = 1, \dots, np_{l,t,1}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,1}; \quad t = 2$$

$$0 \leq qa1_{m,t}, \quad m = 1, 2, \dots, 12; \quad t = 1$$

$$0 \leq sxa1_{p,l,0,m,1}; \quad p = 1, \dots, np_{l,t,2}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,1}; \quad m = 1, 2, \dots, 12$$

$$0 \leq sub_{m,t}; \quad m = 1, 2, \dots, 12; \quad t = 0, 1$$

$$0 \leq sob_{m,t} \leq 0,05 * d_{m,t}; \quad m = 1, 2, \dots, 12; \quad t = 0, 1$$

$$0 \leq sob5_{m,t}; \quad m = 1, 2, \dots, 12; \quad t = 0, 1$$

$$0 \leq sca_{m,a}; \quad m = 1, 2, \dots, 12; \quad a = 0, 1$$

$$0,85 * \frac{x_{p,l,t,1}}{d_{p,l,t,1}} \leq sxa0_{p,l,a,m,t} \leq 1,15 * \frac{x_{p,l,t,1}}{d_{p,l,t,1}}, \quad p = 1, \dots, np_{l,t,1}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,1};$$

$$a = 0, 1; \quad t = 0, 1; \quad m \in [m\_inicio\_saza0_{p,l,a,t}, m\_fim\_saza0_{p,l,a,t}]$$

$$0,85 * \frac{x_{p,l,t,2}}{12} \leq sxa_{p,l,a,m,t} \leq 1,15 * \frac{x_{p,l,t,2}}{12}, \quad p = 1, \dots, np_{l,t,2}; \quad l = 1, \dots, nl_{t,2};$$

$$a = 1; \quad t = 0; \quad m = 1, \dots, 12$$

$$0,85 * \frac{CA_a}{12} \leq sca_{m,a} \leq 1,15 * \frac{CA_a}{12}, \quad a = 0, 1; \quad m = 1, \dots, 12$$

Onde:

$\lambda_1$ : parâmetro de ponderação do custo da energia adquirida

$\lambda_2$ : parâmetro de ponderação das penalizações e prejuízos.

Conforme citado anteriormente,  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$  são parâmetros de ponderação da grandeza dos custos de compra e das perdas financeiras, respectivamente. Esses podem ser arbitrados conforme o objetivo da distribuidora, no caso de querer equilibrar o valores das duas grandezas na função objetivo do problema, pode se estimar os parâmetros de tal forma a obter esse equilíbrio.

O próximo capítulo validará o modelo proposto utilizando estudos de caso, e também fará análises de sensibilidade.

## 4 ESTUDOS DE CASO E ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Este capítulo destina-se a validar o modelo matemático proposto para a resolução do problema de contratação de energia, bem como realizar análises de sensibilidade sobre as variáveis de incertezas existentes no problema, verificando a influência dessas nos riscos financeiros que a distribuidora possa auferir.

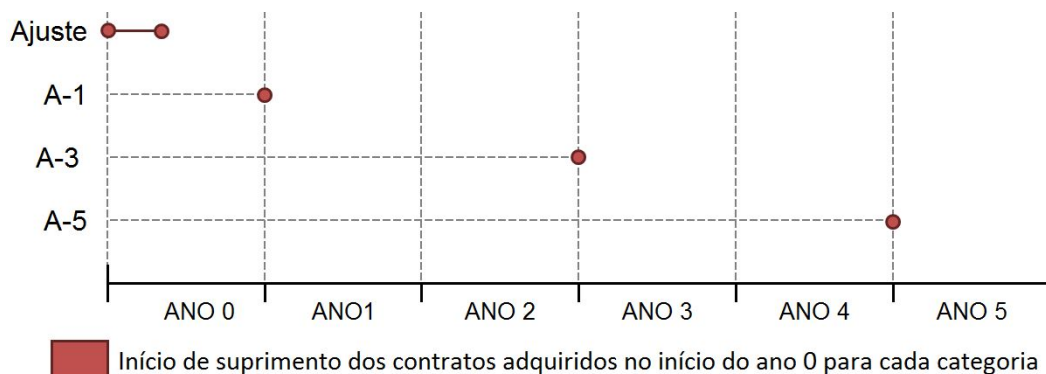
### 4.1 MAPEAMENTO DE DADOS

Este subcapítulo destina-se a mapear os dados que serão utilizados para realização do estudo de caso que será utilizado para validação do modelo. Os dados utilizados no estudo proposto são de uma distribuidora fictícia, denominada por distribuidora X, os preços utilizados são históricos e também as informações de acontecimentos de leilões. Nos itens a seguir são apresentadas todas as informações bases para o estudo proposto.

#### (a) Horizonte de estudo

No QUADRO 2 foi descrito o tempo para início de suprimento de cada categoria de leilão, sendo o maior tempo da categoria A-5. Sendo assim, caso fosse contratada energia, no início do período de estudo, em todas as categorias de leilões, o último contrato que entraria em vigor seria de A-5 no sexto ano, conforme é esquematizado na FIGURA 16 a partir das informações contidas no QUADRO 2. Logo o período mínimo no qual se pode comprar energia em todas as categorias de leilões e ter o início de suprimento ainda no período seria o horizonte de seis anos. Por este, motivo foi considerado para o estudo de caso um horizonte de estudo de 6 anos, correspondente ao período histórico de 2010 a 2015.

FIGURA 16 – ESQUEMA DO TEMPO DE INÍCIO DE SUPRIMENTO PARA UM PRODUTO ADQUIRIDO NO INÍCIO DO ANO 0

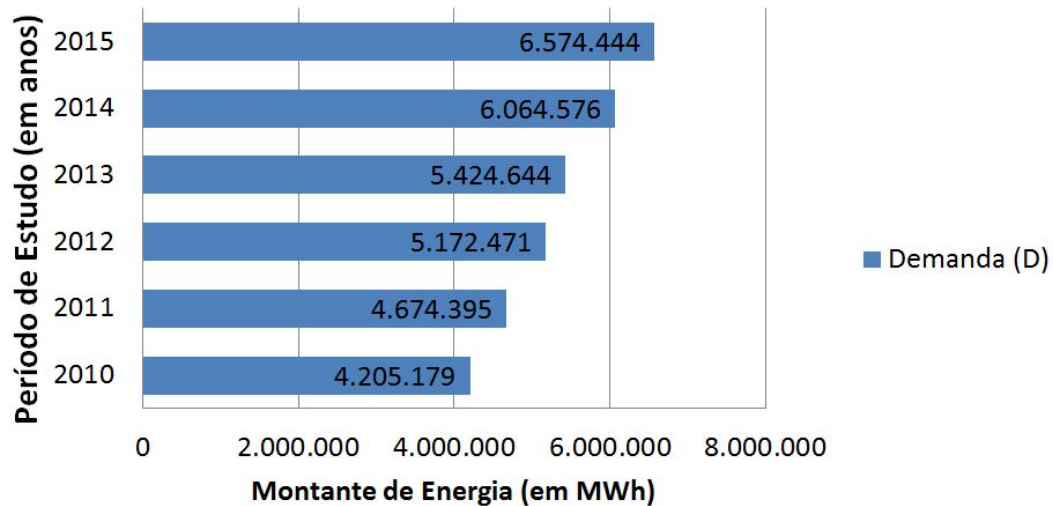


FONTE: A autora (2017).

#### (b) Demanda anual e mensal da distribuidora X

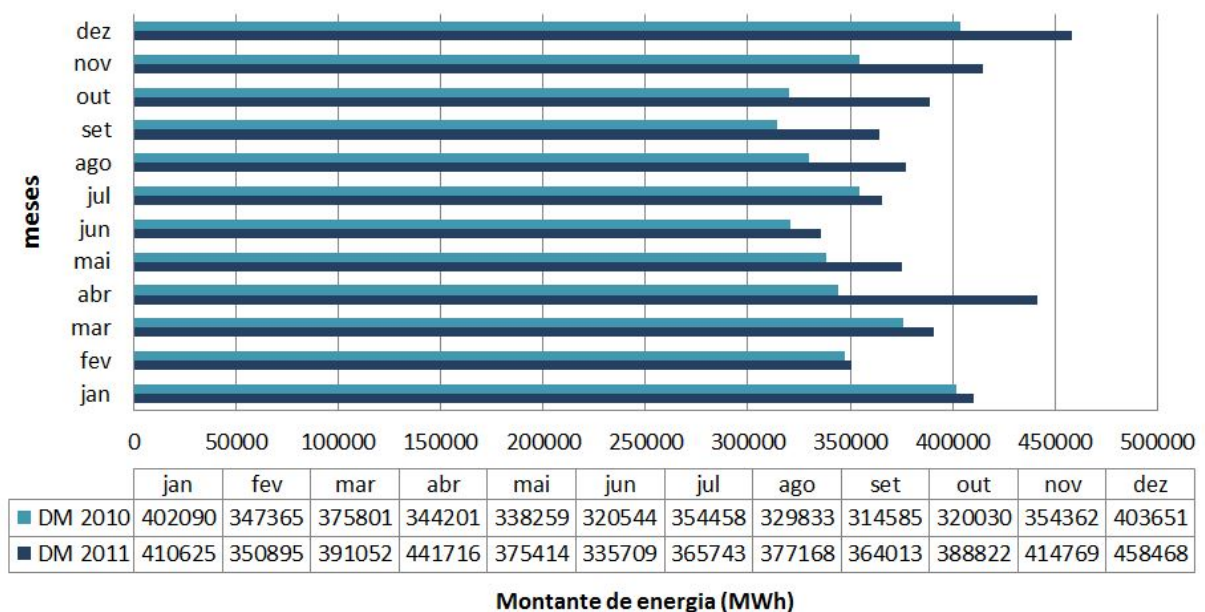
As demandas anuais de energia da distribuidora X para os anos de 2010 a 2015 são dadas pela FIGURA 17 e as demandas mensais para os anos de 2010 e 2011 são fornecidas pela FIGURA 18.

FIGURA 17 – DEMANDA ANUAL DA DISTRIBUIDORA X ENTRE OS ANOS DE 2010 A 2015



FONTE: A autora (2017).

FIGURA 18 – DEMANDA MENSAL DA DISTRIBUIDORA X DOS ANOS DE 2010 E 2011

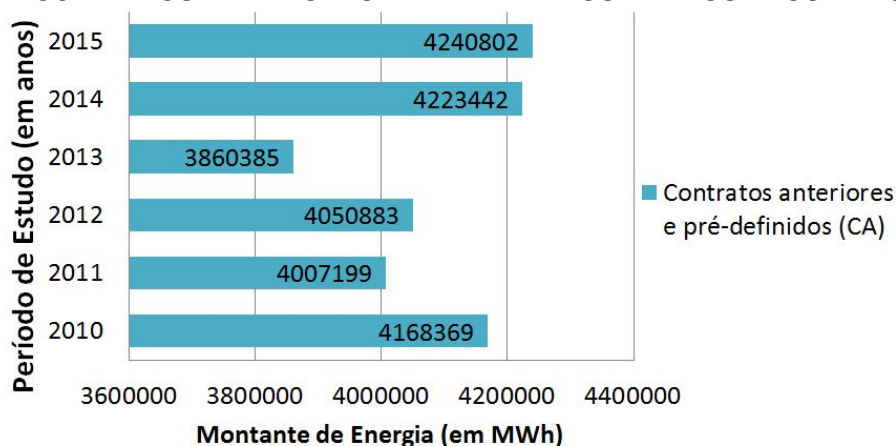


FONTE: A autora (2017).

(c) Contratos anteriores e pré-definidos acumulados entre os anos de 2010 a 2015

As quantidades adquiridas antes do período de estudo, e que estarão vigentes ainda durante o horizonte de estudo, e os contratos já pré-definidos no período são fornecidos pela FIGURA 19.

FIGURA 19 – CONTRATOS ANTERIORES E PRÉ-DEFINIDOS PARA OS ANOS DE 2010 A 2015

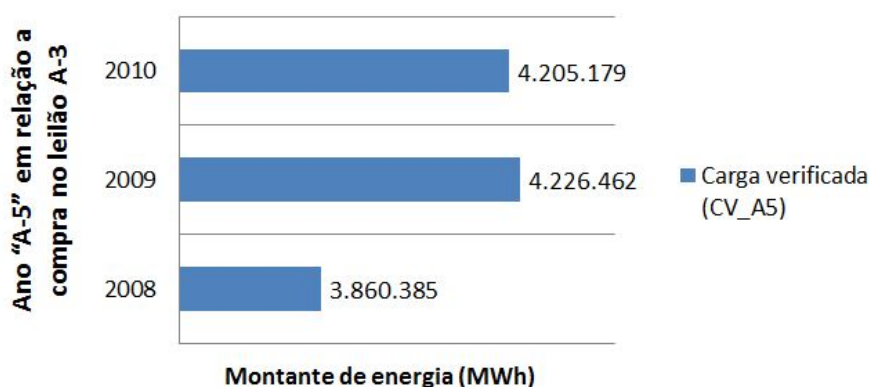


FONTE: A autora (2017).

## (d) Carga verificada no ano “A-5”

Como citado anteriormente, a compra na categoria A-3 é limitada até 2% da carga utilizada no ano “A-5”, esta carga é fornecida pela FIGURA 20. Uma vez que os anos de compra na categoria A-3, no qual a energia adquirida é ainda recebida no período de estudo, são os anos de 2010, 2011 e 2012, chamados de anos “A-3” onde a energia adquirida neles deve ser entregue 3 anos após a compra, têm-se que os anos “A-5” decorrentes das compras na categoria “A-3” são os anos de 2008 a 2010, onde em 2010 a carga realizada ainda não se perpetuou sendo necessário utilizar então o valor da demanda prevista da distribuidora X para o ano citado.

FIGURA 20 – CARGA VERIFICADA PARA OS ANOS DE 2008 A 2010



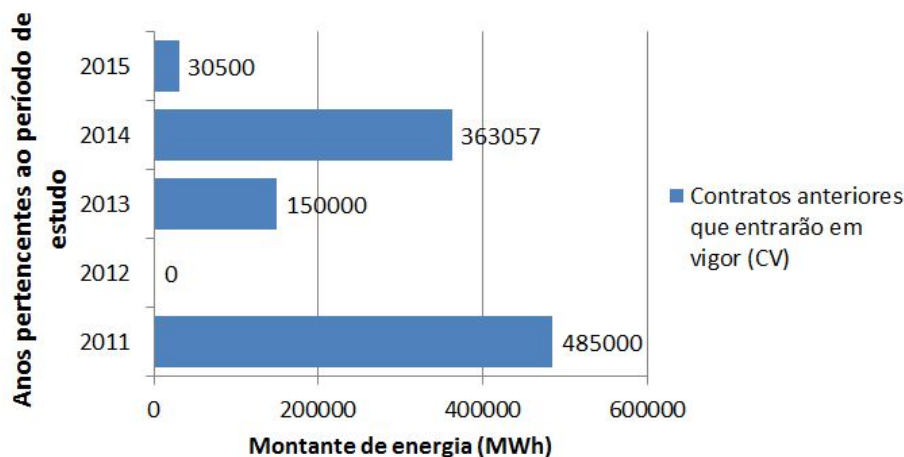
FONTE: A autora (2017).

## (e) Contratos anteriores que entrarão em vigor durante o período de estudo

Para o cálculo do MR são necessárias as quantidades de energia que entrarão em vigor nos anos de 2011 a 2015, e que foram contratadas antes do período de estudo. Essa quantidade é necessária para fazer um balanceamento do que

irá realmente vencer em um determinado ano considerando as quantidades de energia que entrarão em vigor no ano, a FIGURA 21 fornece os valores dessa quantidade.

FIGURA 21 – CONTRATOS ANTERIORES EM VIGOR NOS ANOS DE 2011 A 2015



FONTE: A autora (2017).

(f) Ocorrência de leilões no período de estudo

Na TABELA 1 estão listadas as quantidades de leilões ocorridos para cada categoria em cada ano do período de estudo.

TABELA 1 – OCORRÊNCIA DE LEILÕES PARA CADA ANO

Categoria	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ajuste	1*	2	2	1	1*	1
A-1	1	1	1*	1	1*	—
A-3	1*	1	1*	—	—	—
A-5	2	—	—	—	—	—

\*leilões fictícios visto que não houve a ocorrência de nenhum leilão no ano

FONTE: Adaptado de CCEE (2016c)

(g) Quantidades de produtos por leilão ocorrido em cada ano

Como na modelagem proposta são considerados os leilões de multiprodutos, é necessário saber a quantidade negociada de produtos em cada leilão ocorrido no período de estudo e seu respectivo preço deflacionado para dezembro de 2009, a TABELA 2 descreve a quantidade de produtos negociadas em cada leilão para cada categoria e seus preços.

TABELA 2 – QUANTIDADE DE PRODUTOS NEGOCIADOS POR LEILÃO

Categoria	Leilão	Quantidade de produtos	Preço
Ajuste	1º de 2010	1	R\$ 115,08
	1º de 2011	2	R\$ 102,04
	2º de 2011	2	R\$ 57,46
	1º de 2012	1	R\$ 124,77
	2º de 2012	1	R\$ 106,25
	1º de 2013	1	R\$ 113,65
	1º de 2014	1	R\$ 191,12
	1º de 2015	1	R\$ 284,17
A-1	1º de 2010	1	R\$ 99,18
	1º de 2011	1	R\$ 71,27
	1º de 2012	1	R\$ 101,52
	1º de 2013	3	R\$ 131,76
	1º de 2014	1	R\$ 176,41
A-3	1º de 2010	1	R\$ 89,60
	1º de 2011	1	R\$ 92,30
	1º de 2012	1	R\$ 95,81
A-5	1º de 2010	1	R\$ 96,49
	2º de 2010	1	R\$ 63,55

FONTE: Adaptado de CCEE (2016c)

(h) Duração dos contratos de ajuste a A-1 para cada produto negociado

A TABELA 3 descreve as durações dos contratos de ajuste e A-1, visto que são os únicos que podem ser descontratados no período de estudo proposto.

TABELA 3 – DURAÇÃO DOS CONTRATOS DE CADA PRODUTO DE AJUSTE E A-1

DURAÇÃO DOS CONTRATOS DE CADA PRODUTO DE CADA			
Categoria	Leilão	Produto	Duração
Ajuste	1º de 2010	1º produto	10 meses
	1º de 2011	1º produto	4 meses
		2º produto	10 meses
	2º de 2011	1º produto	3 meses
		2º produto	12 meses
	1º de 2012	1º produto	1 ano
	2º de 2012	1º produto	1 ano
	1º de 2013	1º produto	1 ano
A-1	1º de 2014	1º produto	1 ano
	1º de 2015	1º produto	1 ano
	1º de 2010	1º produto	3 anos
	1º de 2011	1º produto	3 anos
	1º de 2012	1º produto	3 anos
	1º de 2013	1º produto	1 ano
		2º produto	2 anos
		3º produto	3 anos
	1º de 2014	1º produto	1 ano

FONTE: Adaptado de CCEE (2016c)



## (i) Mês de ocorrência de cada leilão de ajuste nos dois primeiros anos

Essa informação é necessária para realização da sazonalização em ajuste e está disposta na TABELA 4.

TABELA 4 – MÊS DE OCORRÊNCIA DOS LEILÕES DE AJUSTE

Categoria	Leilão	Mês de ocorrência
Ajuste	1º de 2010	Janeiro
	1º de 2011	Fevereiro
	2º de 2011	Setembro

FONTE: Adaptado de CCEE (2016c)

## (j) Tempo para início de suprimento em ajuste

Diferente das demais categorias que possuem tempo para início de suprimento fixo, que é o caso de A-1 que é de 1 ano, A-3 de 3 anos e A-5 de 5 anos, a categoria ajuste possui tempo para início de suprimento de no máximo 4 meses, logo esta informação é extremamente necessária para a realização da sazonalização nos dois primeiros anos, a TABELA 5 fornece esses dados.

TABELA 5 – TEMPO PARA INÍCIO DE SUPRIMENTO DE AJUSTE NOS DOIS PRIMEIROS ANOS

Categoria	Leilão	Produto	Tempo para início de suprimento
Ajuste	1º de 2010	1º produto	0 mês
	1º de 2011	1º produto	1 mês
		2º produto	1 mês
	2º de 2011	1º produto	1 mês
		2º produto	4 meses

FONTE: Adaptado de CCEE (2016c)

## (k) Preços praticados nas compras de energia no MCP, e para o cálculo de penalidades e prejuízos

Os PLDs anuais, bem como os diversos preços utilizados no cálculo das penalizações e prejuízos estão listados na TABELA 6, sendo valores reais compreendidos nos anos de 2010 a 2015, e deflacionados pelo número índice do IPCA para a data base de dezembro de 2009. Já o valor do PLD médio mensal para os dois primeiros anos estão descritos na TABELA 7.

TABELA 6 – PREÇOS NO MCP E PARA CÁLCULO DE PREJUÍZOS E PENALIDADES

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PLD	R\$70,10	R\$26,57	R\$148,00	R\$212,94	R\$522,77	R\$209,38
VR	R\$145,41	R\$142,76	R\$143,57	R\$136,57	R\$88,26	R\$76,19
VRE	R\$108,62	R\$71,27	R\$101,52	R\$131,76	R\$146,49	–
VL3	R\$0,00	R\$92,11	R\$0,00	–	–	–
VL5	R\$136,57	R\$83,06	R\$76,19	–	–	–

FONTE: Adaptado de CCEE (2016c)

TABELA 7 – PLD MÉDIO MENSAL PARA OS DOIS PRIMEIROS ANOS

	pld 2010	pld 2011
Jan	R\$12,81	R\$26,40
Fev	R\$13,61	R\$38,88
Mar	R\$26,69	R\$19,31
Abr	R\$20,92	R\$11,16
Mai	R\$29,20	R\$15,80
Jun	R\$65,67	R\$28,91
Jul	R\$86,92	R\$20,57
Ago	R\$113,11	R\$14,40
Set	R\$127,20	R\$15,27
Out	R\$132,00	R\$33,17
Nov	R\$110,86	R\$40,58
Dez	R\$67,62	R\$39,43

FONTE: Adaptado de CCEE (2016c)

As TABELAS 8 e 9 trazem os preços médios anuais de A-3 e A-5 utilizados para o cálculo de limite de repasse em energia nova.

TABELA 8 – PREÇOS MÉDIOS DO LEILÃO A-3 PARA OS ANOS DE 2008 A 2012

	2008	2009	2010	2011	2012
Preços médios de A-3	R\$135,42	R\$146,39	R\$89,60	R\$92,30	R\$95,81

FONTE: Adaptado de CCEE (2016c)

TABELA 9 – PREÇOS MÉDIOS DO LEILÃO A-5 PARA OS ANOS DE 2006 A 2010

	2006	2007	2008	2009	2010
Preços médios de A-5	R\$146,73	R\$143,81	R\$149,47	R\$0,00	R\$80,02

FONTE: Adaptado de CCEE (2016c)

## 4.2 ESTUDO DE CASO

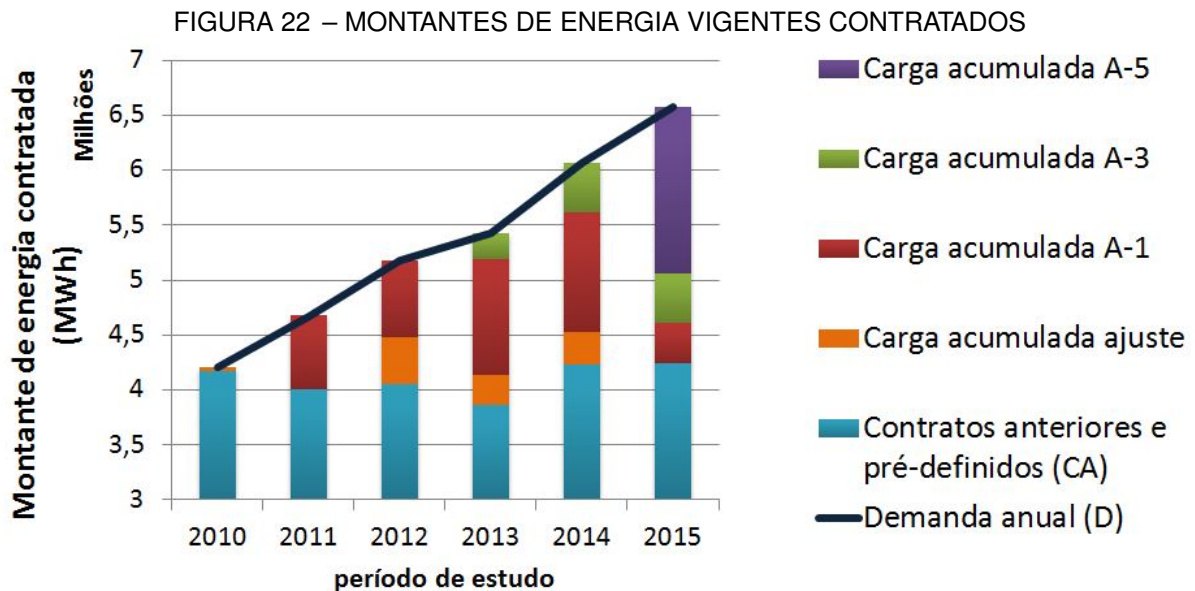
Utilizando o software MATLAB e sua ferramenta de otimização linprog, foi criado um algoritmo em concordância com a modelagem proposta para o modelo II, no qual foram colocados como dados de entrada as informações contidas no subcapítulo anterior.

Também, com o objetivo de equilibrar as duas grandezas da função objetivo, buscou-se estimar valores para  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$  que atinjam esse equilíbrio. Primeiramente considerou-se ao modelo os parâmetros  $\lambda_1 = 1$  e  $\lambda_2 = 0$ , obtendo o valor da função objetivo de R\$ 648.677.146,00, que exprime o valor de compra de energia sem considerar as perdas financeiras que a distribuidora pode estar exposta. Após, considerou-se ao modelo os parâmetros  $\lambda_1 = 0$  e  $\lambda_2 = 1$ , obtendo o valor da função objetivo de R\$ 15.467.608,00, que exprime o valor de perdas financeiras ao não considerar o custo de compra de energia. Logo, somando-se ambos os valores, obteve-se as seguintes

porcentagens para cada grandeza da função objetivo: 97,67% para o custo de compra e 2,33% para as perdas financeiras.

Sendo assim, optou-se por adotar os seguintes valores para os parâmetros de ponderação  $\lambda_1 = 0,0233$  e  $\lambda_2 = 0,9767$ , visto que tais valores estimam um equilíbrio entre as duas grandezas da função objetivo, pois na primeira grandeza o custo de compras de energia pode ser estimado com um percentual de 0,9767 do total da função objetivo, que é multiplicado pelo parâmetro de ponderação  $\lambda_1 = 0,0233$ , já a segunda grandeza da função objetivo pode ter como percentual estimado 0,0233 do total da função objetivo, onde este valor é multiplicado pelo parâmetro de ponderação  $\lambda_2 = 0,9767$ , logo haverá um equilíbrio aproximado entre ambas grandezas.

Adotando esses valores e premissas relatados, foi executado o *solver* e obtido o seguinte resultado de contratação, durante os seis anos de planejamento, conforme a FIGURA 22 mostra.

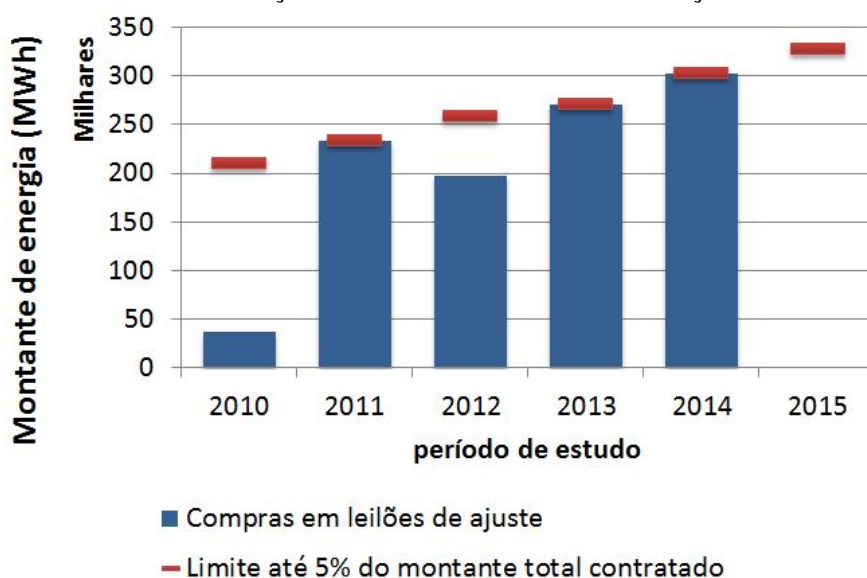


FONTE: A autora (2017).

A decisão foi contratar exatamente 100% da demanda prevista para a distribuidora X, esse comportamento se explica pelos parâmetros adotados, no qual foi colocado um peso muito grande na parte da função objetivo que calcula os prejuízos e penalidades, forçando a contratação de 100% da demanda prevista para todos os anos.

A FIGURA 23 fornece os montantes de energia adquiridos em ajuste para cada ano, e faz uma comparação entre eles e o limite máximo permitido de compra, sendo este limite atingindo nos anos de 2011 e 2013, conforme a figura mostra.

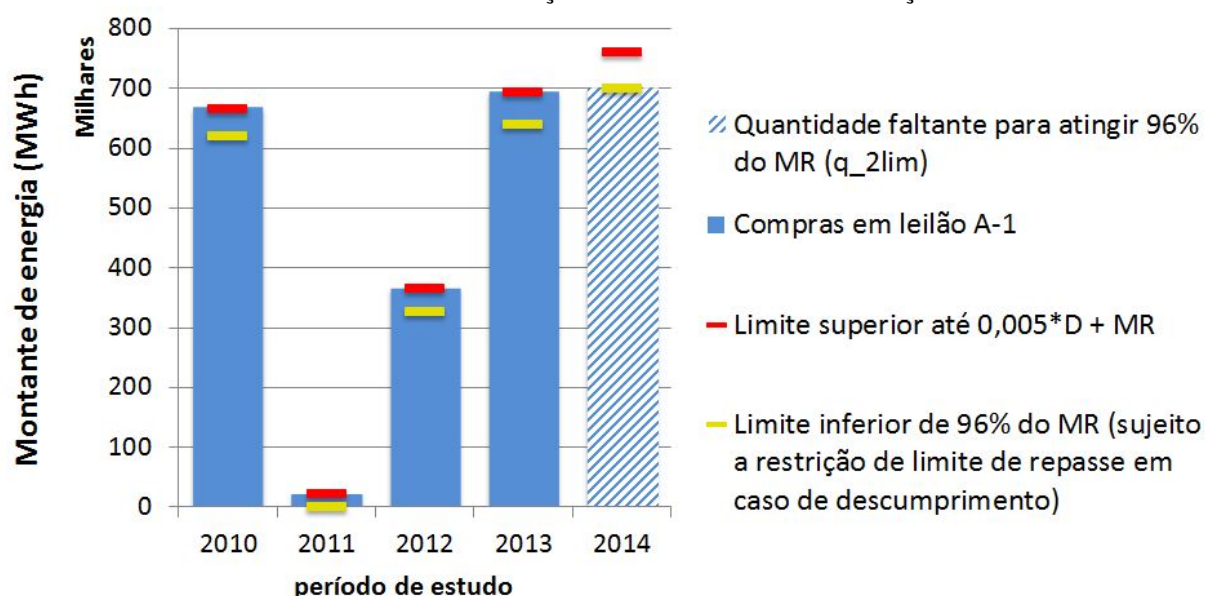
FIGURA 23 – CONTRATAÇÃO DE AJUSTE VERSUS LIMITAÇÃO DE COMPRA



FONTE: A autora (2017).

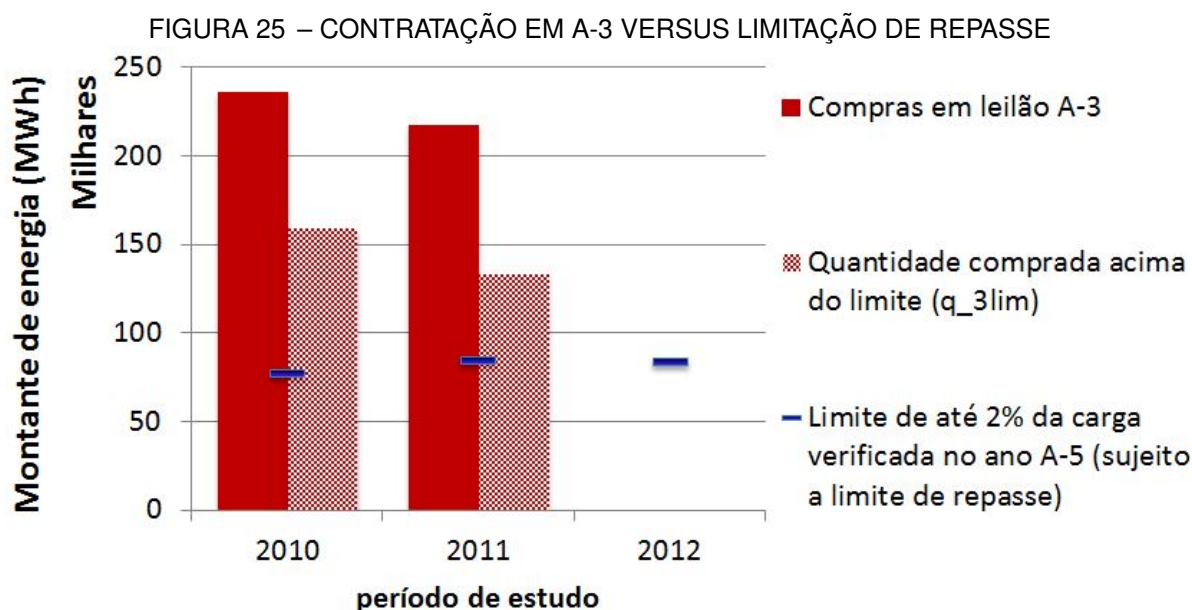
Já a FIGURA 24 fornece as quantidades compradas por ano da categoria A-1, e faz uma comparação com seus limites inferior e superior, no qual o limite inferior pode ser descumprido sendo a distribuidora punida com restrição de limite de repasse. Em 2014 a decisão foi não comprar na categoria A-1, isso se deve ao fato do valor praticado para limite de repasse estar muito alto em comparação do valor médio praticado nos leilões de energia nova, não havendo nenhum prejuízo a distribuidora por não cumprir o limite inferior no ano de 2014.

FIGURA 24 – CONTRATAÇÃO EM A-1 VERSUS LIMITAÇÕES



FONTE: A autora (2017).

As compras realizadas na categoria A-3 bem como a limitação de compra, sujeita ao limite de repasse, são fornecidas na FIGURA 25.

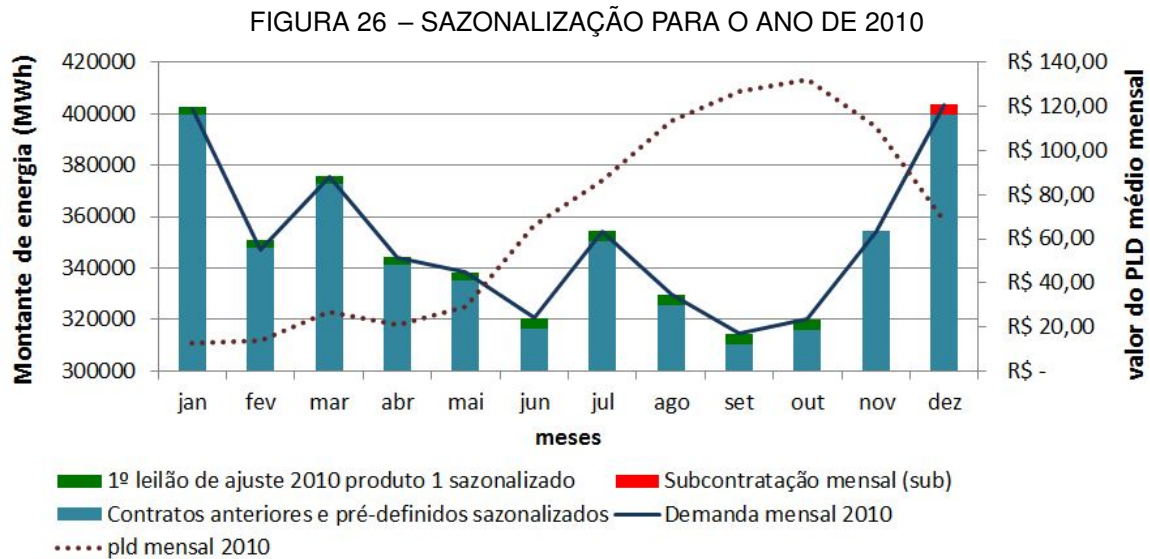


FONTE: A autora (2017).

No ano de 2010 a decisão foi que a distribuidora X comprasse na categoria A-3 uma quantidade acima do seu limite de 2% da carga verificada no ano "A-5", sofrendo assim limite de repasse na quantidade comprada acima deste limite, isto se deve ao fato de que a energia adquirida em 2010 supriria o ano de 2013, no qual estavam vigentes as quantidades adquiridas no ano de 2013 de ajuste e dos anos de 2012, 2011 e 2010 de A-1, no qual todas foram adquiridas em seus limites máximos, desta maneira houve a obrigação de contratar a energia faltante utilizando-se do leilão A-3 de 2010. Visto que mesmo sofrendo limite de repasse, esta seria a escolha mais conveniente do que a subcontratação, que resultaria em limite de repasse pela compra no MCP e penalização por insuficiência de lastro.

Em 2011 o mesmo fato se repete, visto que também para o ano de 2014 aonde a energia adquirida em 2011 estaria vigente, estavam vigente as quantidades adquiridas em ajuste no ano de 2014 e A-1 nos anos de 2011, 2012 e 2013 que foram adquiridas em seus limites máximos de contratação, sendo assim a decisão foi comprar acima do limite em A-3, mesmo sofrendo limite de repasse, ao invés de ficar subcontratado que seria menos vantajoso a distribuidora X.

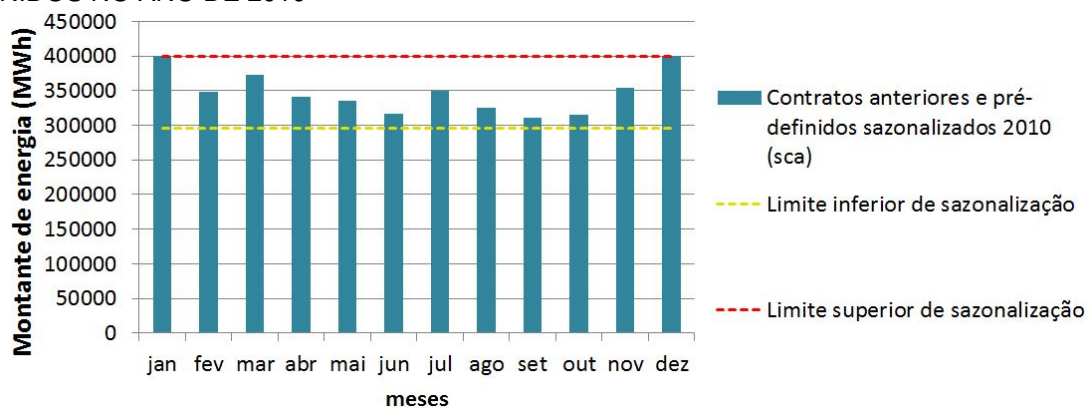
A FIGURA 26 fornece a decisão para a sazonalização realizada no ano de 2010, sendo que neste ano houve apenas um único leilão de ajuste com um único produto que ficaria vigente somente entre os meses de janeiro a outubro. Logo foram sazonalizados os contratos anteriores e pré-definidos, e o montante contratado em ajuste, conforme mostra a figura.



FONTE: A autora (2017).

No mês de dezembro a distribuidora X ficou subcontratada, isso se deve ao fato de que o único produto de ajuste negociado só estaria vigente entre os meses de janeiro a outubro, por este motivo a decisão foi alocar o maior volume de energia de contratos anteriores e pré-definidos sazonalizados no mês de dezembro. A FIGURA 27 indica que em dezembro foi alocado o limite máximo na sazonalização, mas mesmo assim não foi suficiente para cobrir a demanda da distribuidora para aquele mês.

**FIGURA 27 – LIMITES DE SAZONALIZAÇÃO PARA OS CONTRATOS ANTERIORES E PRÉ-DEFINIDOS NO ANO DE 2010**

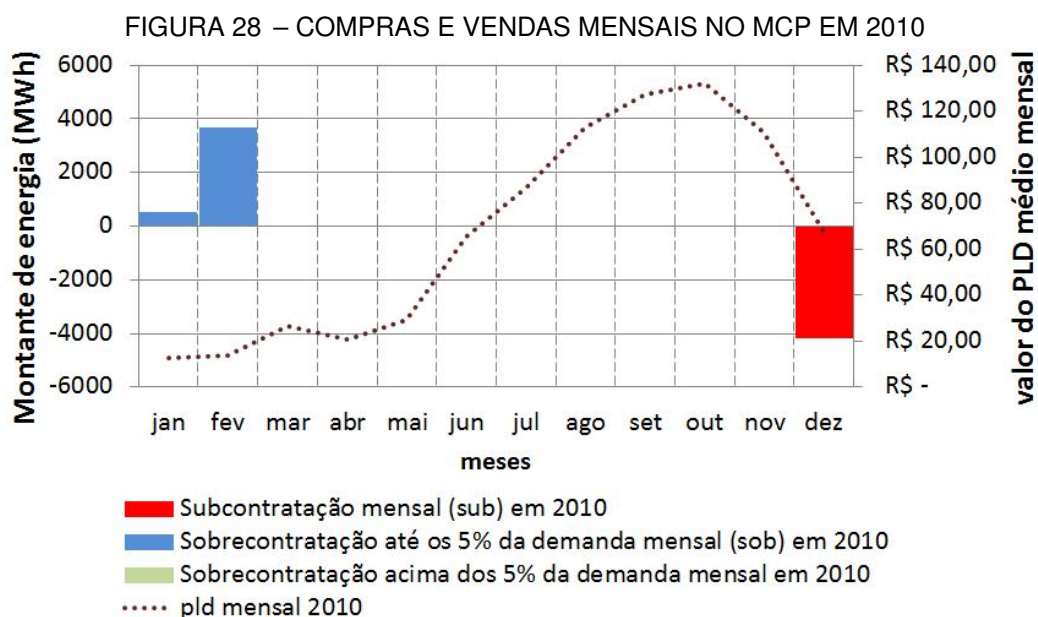


FONTE: A autora (2017).

Para compensar anualmente a subcontratação ocorrida mensalmente, a decisão tomada buscou deixar a distribuidora sobrecontratada nos meses de janeiro e fevereiro, conforme a FIGURA 28. Nota-se que o PLD mensal não influenciou na decisão sobre a sazonalização nos dois primeiros anos, sendo que a distribuidora não ficou subcontratada por decisão voluntária, e para compensar uma exposição anual a decisão foi sobrecontratar a distribuidora nos meses de janeiro e fevereiro, evitando assim uma penalização anual por subcontratação. A não influência do PLD mensal deve-se aos

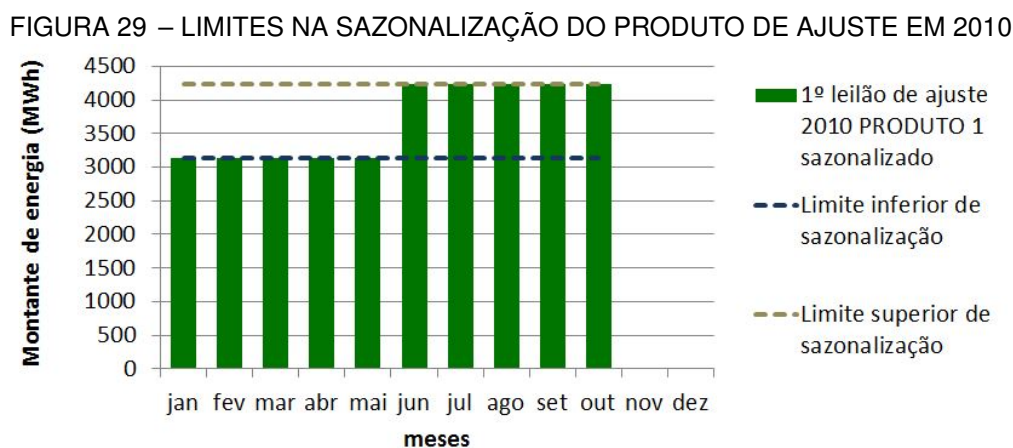


parâmetros utilizados, no qual uma exposição mensal no MCP não seria lucrativa.



FONTE: A autora (2017).

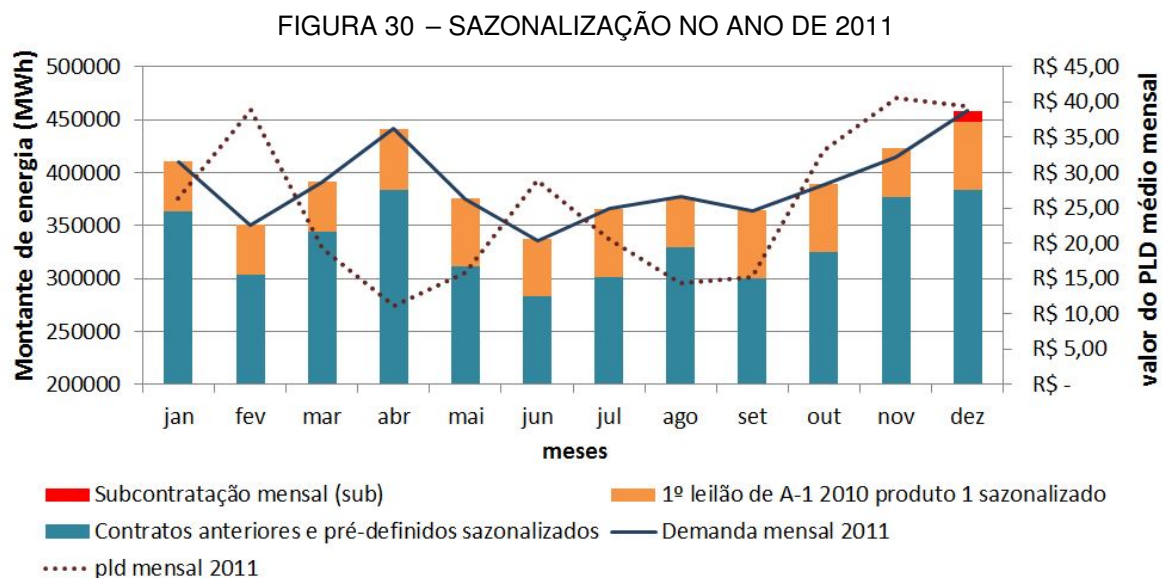
A FIGURA 29 faz uma comparação entre as quantidades sazonalizadas em 2010 do produto negociado em ajuste e os limites de sazonalização.



FONTE: A autora (2017).

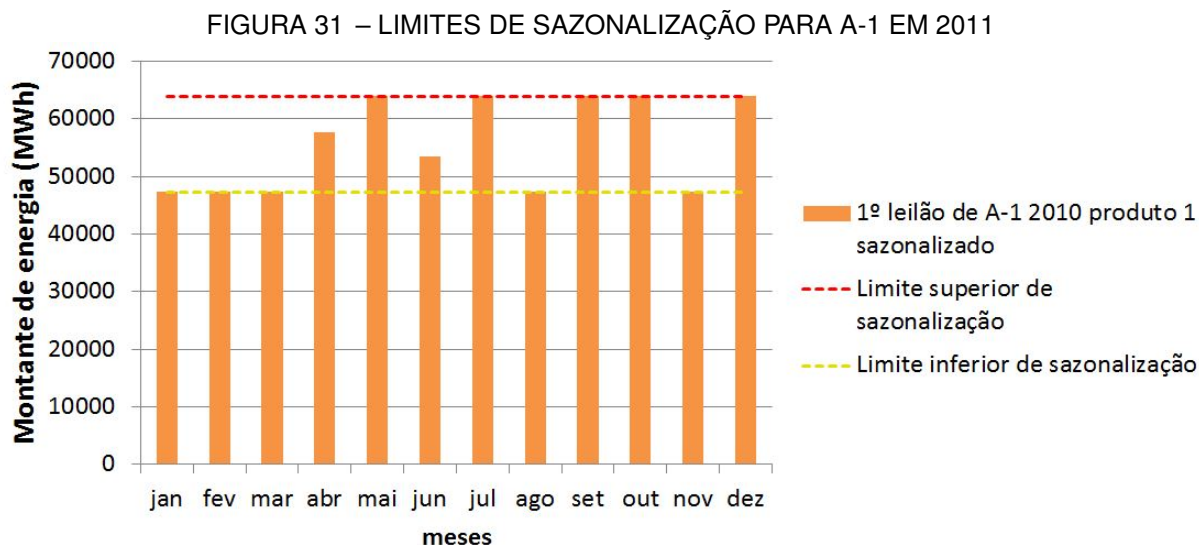
Para o ano de 2011, os produtos que poderiam terem sido contratados para vigência no ano seriam os 1º e 2º produtos do 1º leilão de 2011 e o 1º produto do 2º leilão de 2011 ambos da categoria ajuste e também o 1º produto do 1º leilão de A-1 ocorrido em 2010. A decisão para o ano de 2011, foi comprar toda a sua demanda na categoria A-1, que neste ano seria a opção com o custo de compra mais caro em relação as demais, um dos motivos do ocorrido seria a obrigação de contratar pelo menos 96% do MR, pois senão sofreria prejuízos financeiros. Outro motivo seria que caso não contratasse neste leilão de A-1 ocorrido em 2010, em 2012 mesmo contraindo todos os leilões vigentes no ano em seu limite máximo a distribuidora ficaria

subcontratada, portanto necessitando contratar as quantidades de A-1 de 2010 para suprir 2012, evitando assim o prejuízo e penalização que ocorrem quando a distribuidora se encontra subcontratada. Logo, como só houve a decisão pela compra em A-1 a FIGURA 30 nos fornece a sazonalização desse produto, e dos contratos anteriores e pré-definidos.



FONTE: A autora (2017).

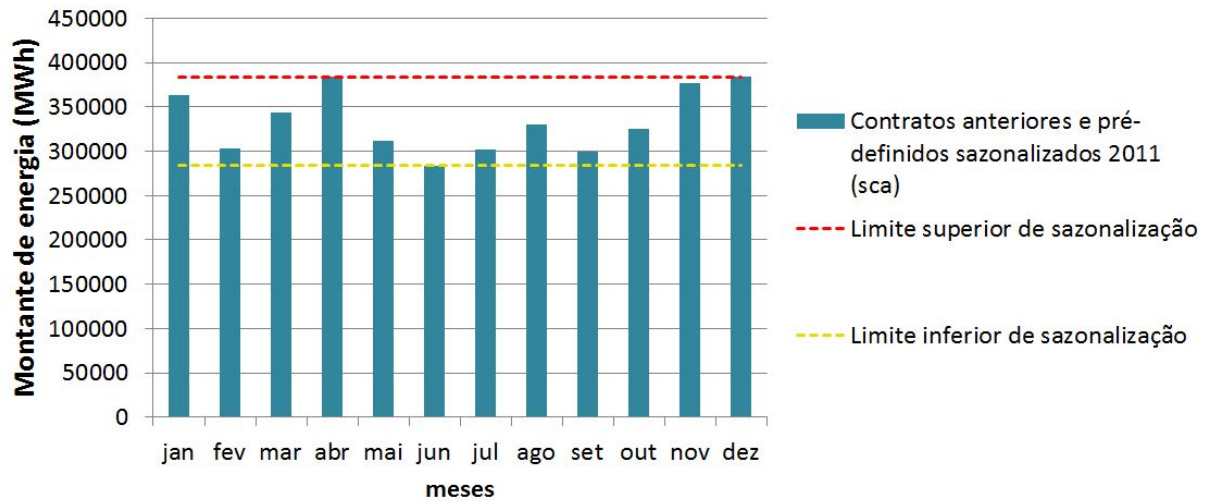
Nota-se que também em 2011 houve a ocorrência de subcontratação mensal em dezembro, conforme a FIGURA 30 indica. Mesmo sazonalizando o limite máximo permitido para o mês de dezembro tanto no produto de A-1 bem como os contratos anteriores e pré-definidos, conforme as FIGURAS 31 e 32 descrevem, isto não foi o suficiente para suprir a demanda mensal da distribuidora para aquele mês.



FONTE: A autora (2017).



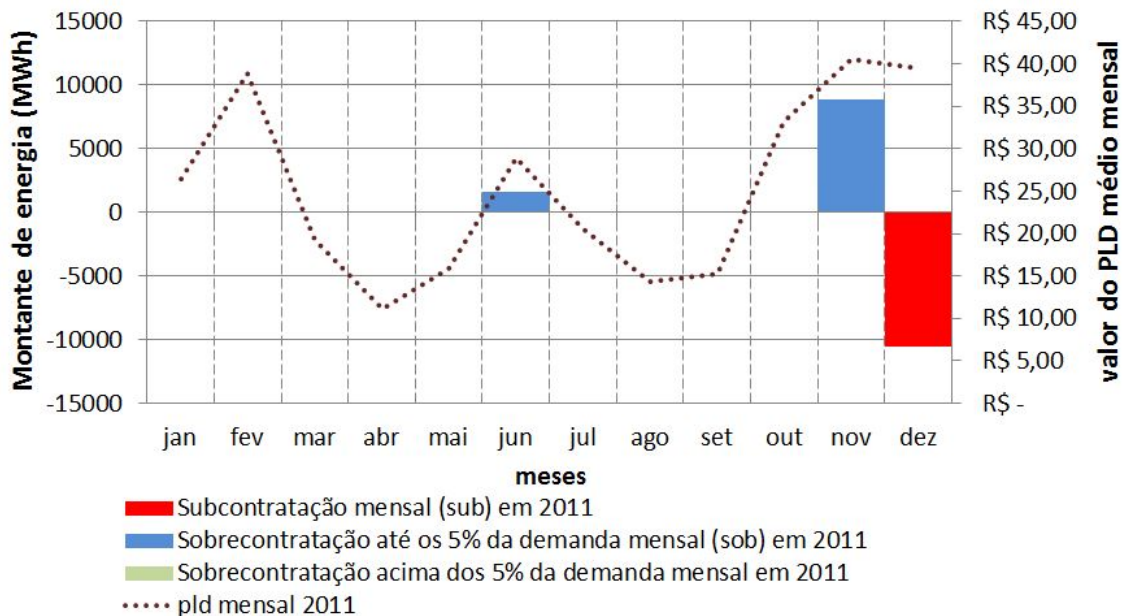
FIGURA 32 – LIMITES DE SAZONALIZAÇÃO PARA OS CONTRATOS ANTERIORES E PRÉ-DEFINIDOS EM 2011



FONTE: A autora (2017).

Da mesma forma que no ano anterior, a decisão foi sobrecontratar os meses de junho e novembro, para compensar a subcontratação mensal ocorrida no mês de dezembro, evitando assim uma subcontratação anual (FIGURA 33), visto os prejuízos advindos da venda de energia no MCP são menores do que a penalização por subcontratação anual, logo a perda financeira pode ser reduzida com a sobrecontratação mensal.

FIGURA 33 – COMPRAS E VENDAS MENSAS NO MCP EM 2011

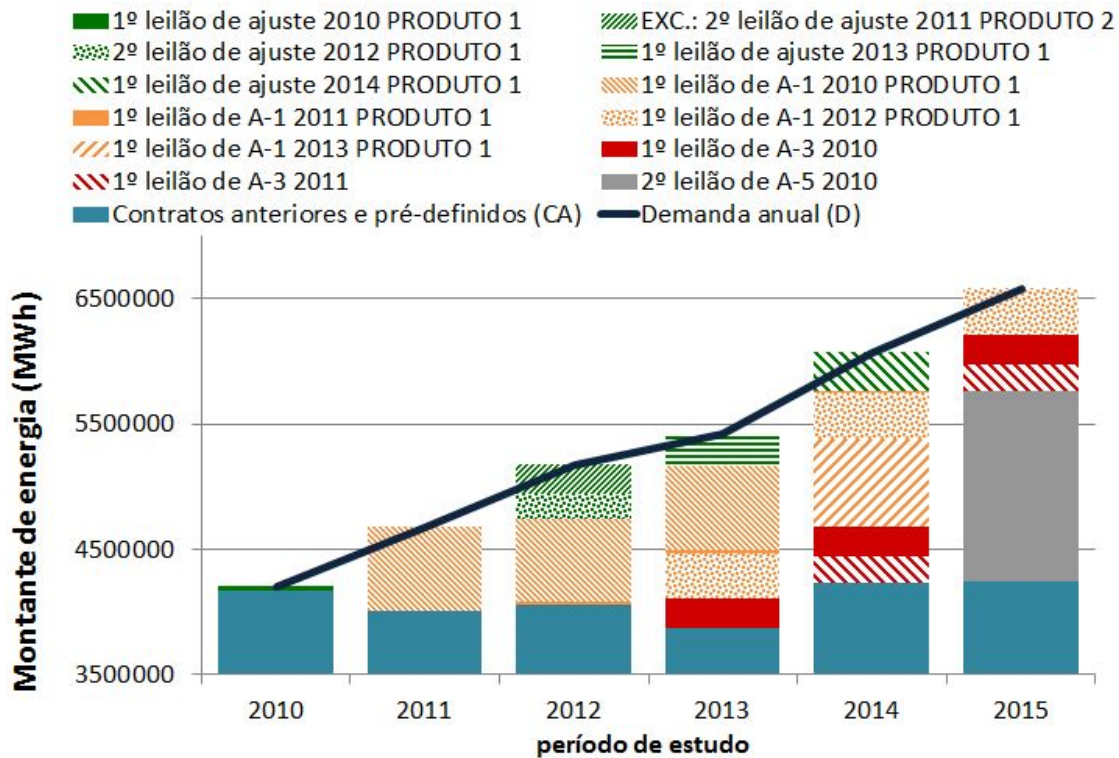


FONTE: A autora (2017).

Por fim a FIGURA 34 fornece um panorama da contratação de cada produto e sua vigência no período de estudo. Destaca-se a utilização da variável excedente de sazonalização para o produto 2 do 2º leilão de ajuste de 2011, no qual a vigência

deste produto deu-se entre os meses de janeiro a dezembro de 2012, tal ano não faz parte do período de sazonalização proposto, sendo assim necessária a utilização da variável de excedente de sazonalização.

FIGURA 34 – MONTANTES DE CONTRATAÇÃO POR PRODUTOS VIGENTES NO PERÍODO DE ESTUDO



FONTE: A autora (2017).

No subcapítulo a seguir foi realizado um outro estudo de caso, levando em consideração um portfólio de ocorrência de leilões realista conforme o acontecimento histórico dos leilões entre 2010 a 2015. A não ocorrência de muitos leilões acarretou em uma subcontratação involuntária por parte da distribuidora, também no estudo de caso foi considerado os parâmetros de ponderação neutros (ou seja,  $\lambda_1 = \lambda_2 = 1$ ) para analisar a influência do PLD médio mensal nas decisões de sazonalização.

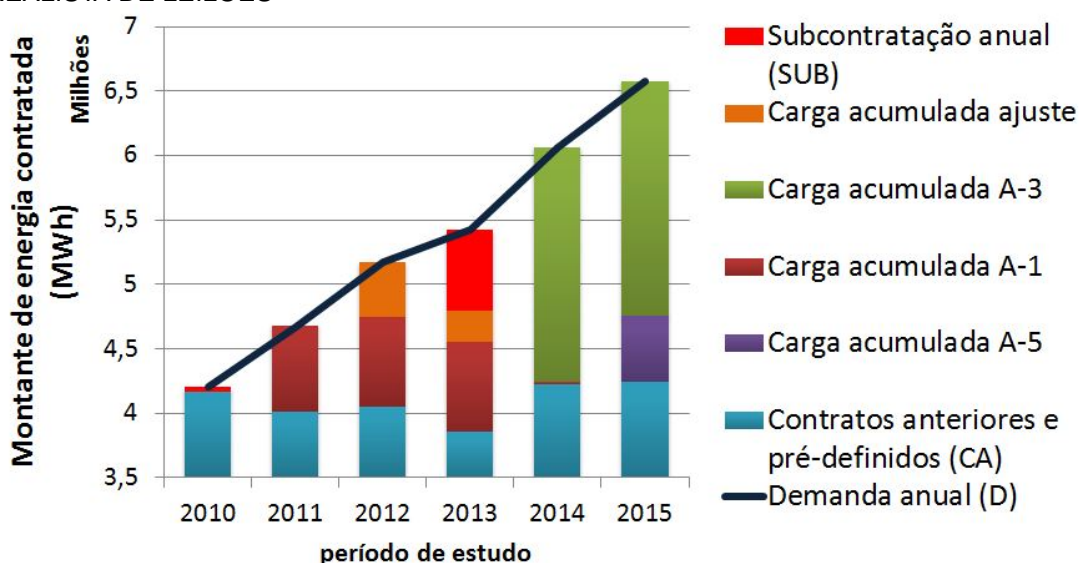
#### 4.3 ESTUDO DE CASO: CONSIDERANDO UM PORTFÓLIO REAL DE LEILÕES

Como dito anteriormente, neste estudo de caso foi considerado um portfólio de leilões realista, sendo utilizadas as informações citadas no subcapítulo 4.1, com exceção dos leilões fictícios criados para cada categoria em que não existiu a ocorrência de nenhum leilão no ano. Além disso, foram considerados os parâmetros de ponderação como neutros (ou seja,  $\lambda_1 = \lambda_2 = 1$ ), para que se pudesse analisar as influências do PLD médio mensal na sazonalização de cargas.

Com esses dados, foi executado o algoritmo que devolveu o seguinte planejamento estratégico apresentado na FIGURA 35. Em 2010 e 2013 a distribuidora X

teve subcontratações involuntárias devido a falta de leilões no período de estudo.

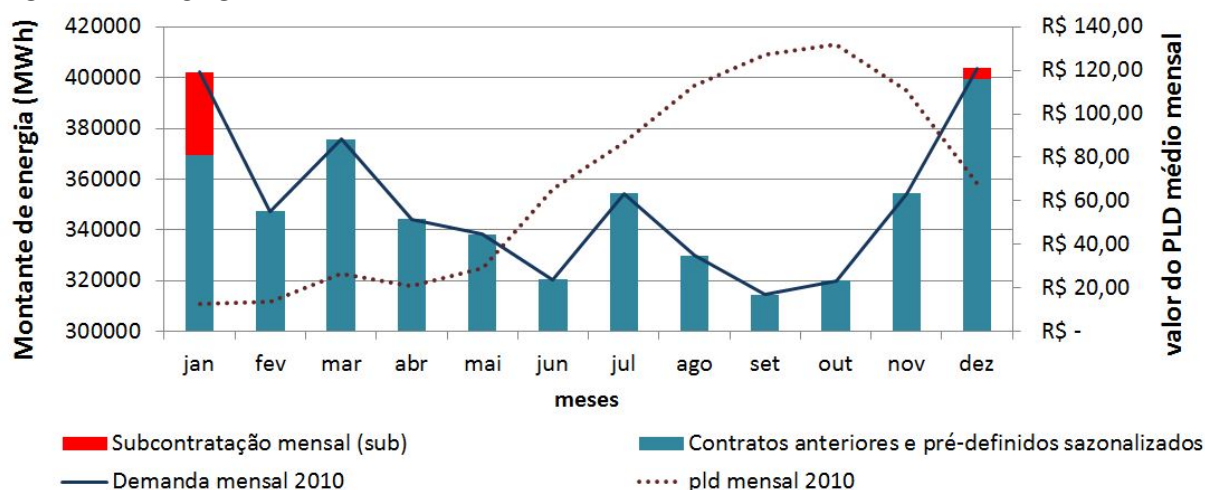
FIGURA 35 – MONTANTES DE ENERGIA VIGENTES CONTRATADOS UTILIZANDO A OCORRÊNCIA REALISTA DE LEILÕES



FONTE: A autora (2017).

Em 2010 não houve a ocorrência de leilões de ajustes que seriam os únicos que supririam a demanda de energia no mesmo ano, logo a distribuidora teve uma subcontratação involuntária. A decisão de sazonalização teve a seguinte distribuição de cargas vigentes para cada mês, conforme a FIGURA 36.

FIGURA 36 – SAZONALIZAÇÃO PARA O ANO DE 2010 CONSIDERANDO A OCORRÊNCIA REALISTA DE LEILÕES



FONTE: A autora (2017).

No mês de dezembro, mesmo alocando o máximo da carga permitida na sazonalização dos contratos anteriores e pré-definidos, a distribuidora fica subcontratada mensalmente, para igualar a subcontratação anual com a mensal, a decisão foi alocar o restante da diferença faltante da subcontratação anual no mês de janeiro, que é o mês onde ocorreu o menor PLD médio mensal.

Em 2011, a distribuidora consegue contratar a sua demanda de energia devido a ocorrência tanto do leilão A-1 de 2010 como os leilões de ajuste de 2011, como os leilões para entrega de energia no ano de 2011 são os mesmos que haviam no estudo de caso anterior, a decisão de compra de energia para suprir esse ano é a mesma que a anterior e seu processo de sazonalização também, não importando a influência do PLD médio mensal para esse ano.

Logo, notou-se a influência do PLD médio mensal somente na sazonalização de cargas do ano de 2010, no qual a distribuidora X se encontrava subcontratada de forma involuntária. Logo, mesmo não utilizando os parâmetros de ponderação as decisões tomadas são avessas aos riscos advindos da subcontratação e da sobrecontratação voluntárias, sempre optando pelo planejamento que contrate exatamente 100% da sua demanda de energia quando possível.

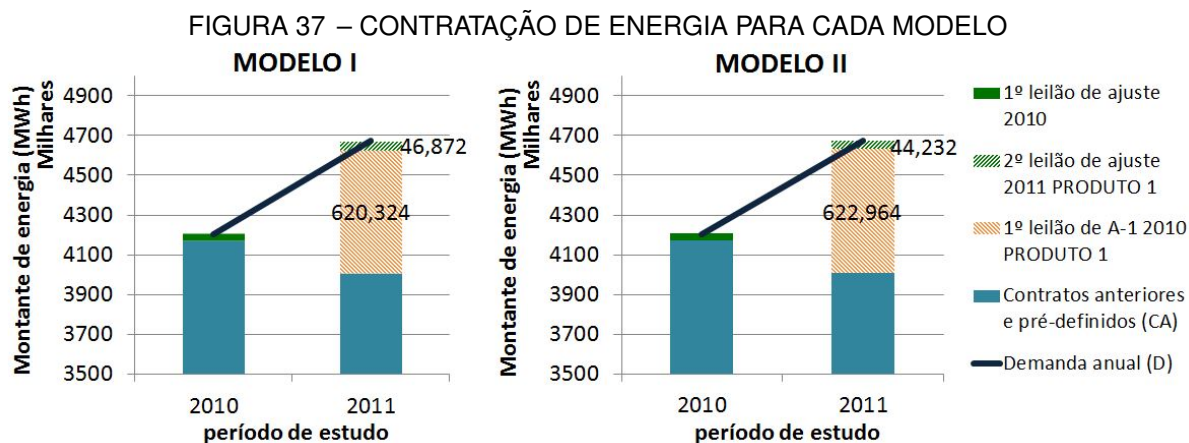
#### **4.4 ANALISANDO A IMPORTÂNCIA DA SAZONALIZAÇÃO: COMPARAÇÃO ENTRE O MODELO I E II**

Para validar a importância de associar ao processo de otimização das compras a sazonalização, se fará uma comparação entre o modelo I e o modelo II.

Para a realização da comparação proposta foi considerado como horizonte de estudo somente os dois primeiros anos, onde é realizada a sazonalização conforme as premissas adotadas neste trabalho, também foi utilizada as informações contidas na subseção 4.1, com exceção da duração do 1º produto negociado no 2º leilão de ajuste, que foi alterado para 6 meses, ou seja o suprimento deste produto deu-se entre os meses de outubro de 2011 a março de 2012. A adoção desta medida serviu para colocar um produto que mostrasse a principal diferença entre os dois modelos, visto que o modelo I otimiza sua contratação anualmente, não podendo distinguir produtos de ajuste com durações mensais, principalmente aqueles que possuem durações que se iniciam em um ano e acabam em outro. Logo, para o modelo I as durações de ajuste são de 1 ano e o início de suprimento ocorre no mesmo ano.

Sendo assim, utilizando o algoritmo desenvolvido em conformidade com o modelo I, descrito no fluxograma da FIGURA 5, obteve-se para os dois primeiros anos a seguinte contratação anual representada na FIGURA 37 para o modelo I.

Também a FIGURA 37 retrata a contratação de energia nos dois primeiros anos para o modelo II, observa-se que não há nenhuma diferença entre a contratação de energia para o ano de 2010, visto que só havia um único produto a ser negociado para suprir o ano, logo as análises serão realizadas apenas no ano de 2011, pois nota-se que para este ano, o modelo II contratou mais energia em A-1 do que o modelo I, já em ajuste contratou menos. Isso ocorre, porque o modelo I considera primeiramente a otimização da compra de energia anualmente sem se importar com a sazonalização, logo como o 2º leilão de ajuste em 2011 era mais barato do que o 1º leilão de ajuste de

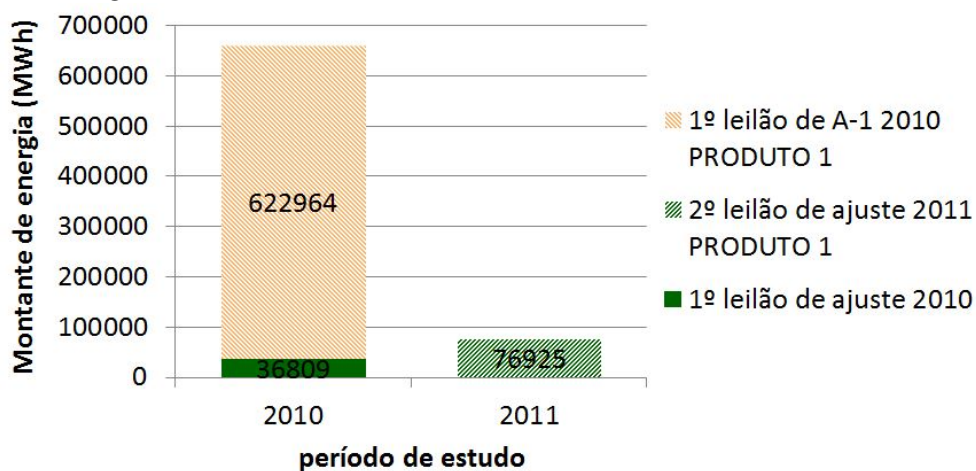


FONTE: A autora (2017).

2011 e o 1º leilão de A-1 de 2010, a decisão foi pela contratação no leilão mais barato, mas porém também contratou A-1 até o limite mínimo que a legislação prevê para que não obtivesse limitação de repasse nos custos da energia. Entretanto, o modelo II contratou moderadamente no 2º leilão de ajuste, visto que seu suprimento só se daria nos meses de outubro a dezembro pertencentes ao período de estudo, e nos meses de janeiro a março não pertencentes ao período de estudo, logo optou por contratar o restante da sua demanda na segunda opção econômica que seria o primeiro leilão de A-1 que conseguiria suprir os demais meses.

A FIGURA 38 mostra os montantes de energia contratados em cada ano pelo modelo II, onde no ano de 2011 foi contratado no 2º leilão de ajuste o montante de 76.925 MWh, porém a FIGURA 37 mostra que em 2011 ficou vigente somente o montante de 44.232 MWh desta quantidade contratada, logo o restante foi considerado com excedente da sazonalização.

**FIGURA 38 – COMPRA DE ENERGIA REALIZADA EM CADA ANO PELO MODELO PROPOSTO NESTE TRABALHO**



FONTE: A autora (2017).

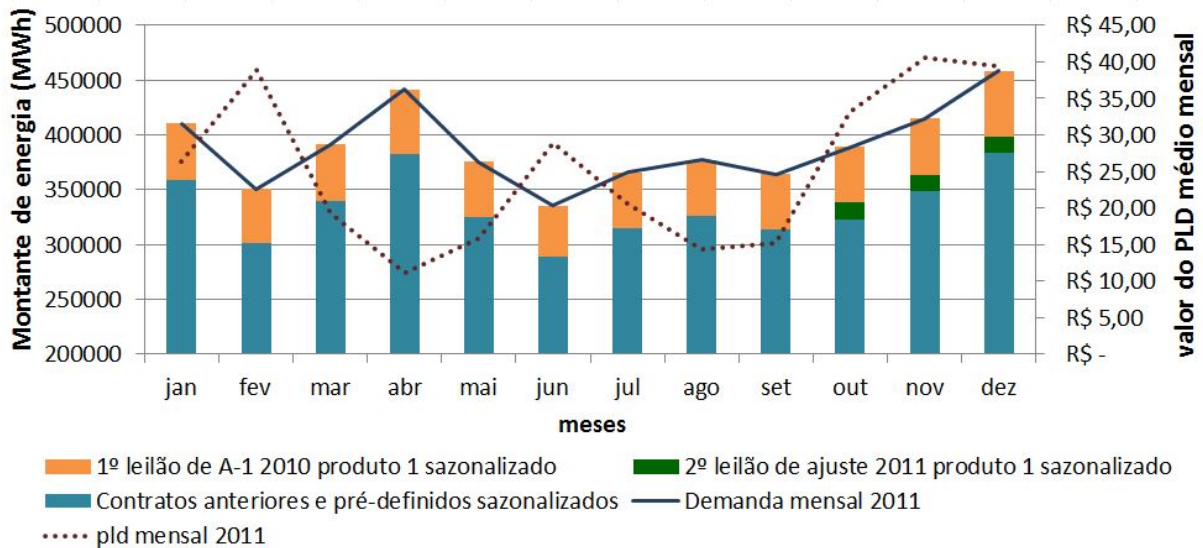
O excedente de sazonalização ocorrido, também se deve aos limites mínimos a



máximos para alocação de energia em cada mês pela sazonalização, como alguns meses da vigência deste produto pertenciam ao ano de 2012 que não faziam parte do período de estudo, a quantidade de energia alocada nesses meses foi considerada como excedente de sazonalização.

Logo, a sazonalização para o ano de 2011 utilizando o modelo II é fornecida pela FIGURA 39, a distribuidora X não fica subcontratada em nenhum mês do ano.

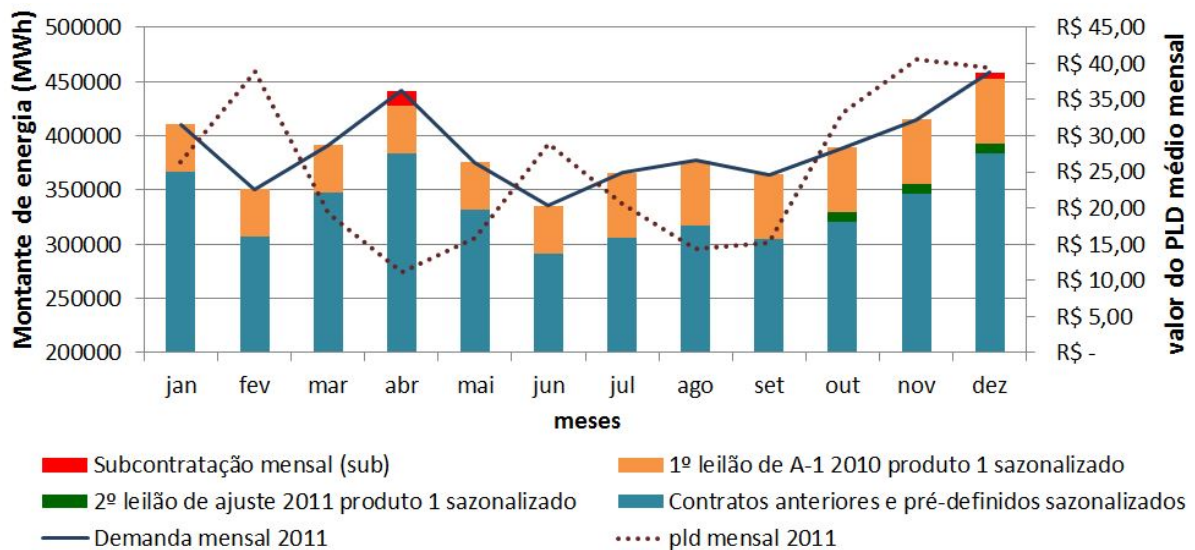
FIGURA 39 – SAZONALIZAÇÃO DE CARGAS PARA O ANO DE 2011 CONSIDERANDO O MODELO II



FONTE: A autora (2017).

No entanto, a sazonalização para o ano de 2011 utilizando o modelo I, é dada pela FIGURA 40.

FIGURA 40 – SAZONALIZAÇÃO DE CARGAS PARA O ANO DE 2011 CONSIDERANDO MODELO I



FONTE: A autora (2017).

Nota-se que a distribuidora X fica subcontratada nos meses de abril e dezembro,

como este modelo optou por contratar mais energia em ajuste e menos em A-1, ele não pode repassar toda a energia adquirida em ajuste nos meses de outubro a dezembro, devido as limitações da sazonalização como explicado anteriormente, logo a energia que sobrou da contratação em ajuste no montante de 19.921 MWh, ficou como excedente para o ano de 2012, ano este que não pertence ao período de estudo. E também a energia de ajuste que não pode ser repassada para o ano de 2011, ficou como subcontratação mensal nos meses de abril e dezembro, no qual em dezembro mesmo alocando o máximo de energia permitido por produto, não foi o suficiente para suprir a demanda do mês, já em abril foi alocado o restante da subcontratação por ser o mês com o menor valor de PLD médio mensal.

É importante analisar que mesmo que o modelo I tenha avaliado ter contratado 100% da demanda anual, esta informação tornou-se falsa, quando considerou-se as durações dos contratos de ajuste mensais, tendo a distribuidora X um déficit anual de energia em 2011 de 19.921 MWh.

Sendo assim, está comparação retratou a diferença crucial em considerar a sazonalização conjuntamente com a otimização de compras e considerar o caso oposto.

Porém, não se pode afirmar por intuição que para diferentes cenários de PLD esse comportamento se mantém, por este motivo o próximo subcapítulo realizou uma análise de sensibilidade comparando os dois modelos com o uso de diferentes cenários de PLD.

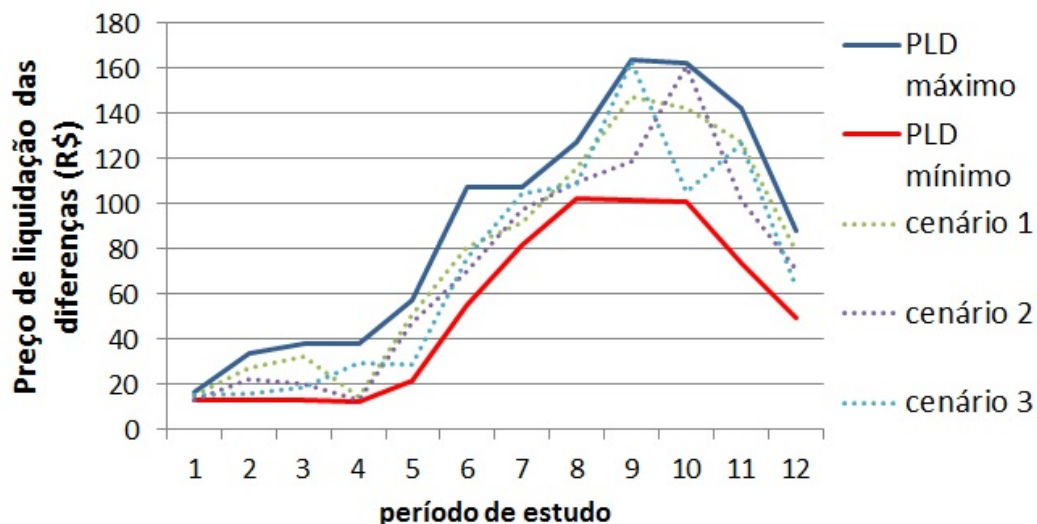
#### **4.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: COMPARAÇÃO ENTRE OS OS MODELOS I E II UTILIZANDO DIFERENTES CENÁRIOS DE PLD**

Realizou-se uma análise de sensibilidade utilizando-se das mesmas informações empregadas no subcapítulo anterior, com exceção do PLD, no qual foram considerados 1000 cenários simulados de PLDs mensais para os dois primeiros anos.

A FIGURA 41 ilustra a simulação do PLD médio mensal para o ano de 2010, os tetos máximos e mínimos ilustrados na figura são valores históricos máximos e mínimos ocorridos no MCP no ano de 2010 para cada mês, todos deflacionados pelo IPCA para dezembro de 2009. Para simulação de cada cenário foi gerado um número aleatório entre o PLD máximo e mínimo com distribuição uniforme.

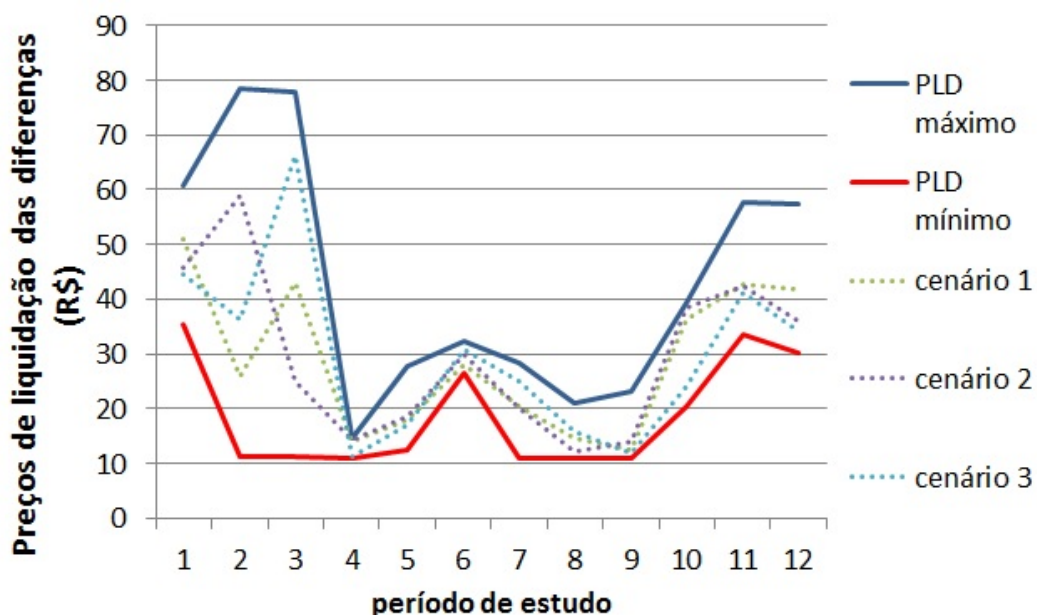
A FIGURA 42 ilustra também a simulação do PLD médio mensal para o ano de 2011, esta simulação processa-se da mesma forma que a anterior.

FIGURA 41 – ESQUEMA DA SIMULAÇÃO DO PLD MENSAL PARA O PRIMEIRO ANO (2010)



FONTE: A autora (2017).

FIGURA 42 – ESQUEMA DA SIMULAÇÃO DO PLD MENSAL PARA O SEGUNDO ANO (2011)



FONTE: A autora (2017).

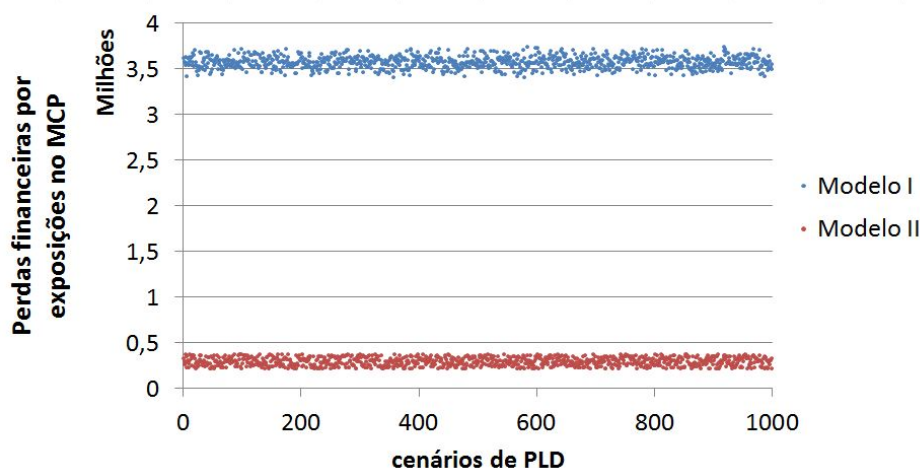
Logo, foram simulados 1000 cenários de PLDs, e em seguida cada cenário foi introduzido em ambos os modelos I e II, após isso foi contabilizado o montante de dinheiro gasto no MCP, tanto em compras, como em prejuízos e penalizações para ambos os modelos, conforme a FIGURA 43 descreve. No qual, cada pontinho da figura representa um cenário de PLD adotado entre os 1000 cenários simulados, associando a esse cenário o custo no MCP provindo da soma dos custos de compras de energia, dos prejuízos financeiros e penalizações acometidas pela distribuidora conforme o modelo adotado (I ou II).

Portanto para o caso elaborado no subcapítulo anterior, o modelo II apresentou a



menor perda financeira comparado ao modelo I, logo se mostrou superior ao modelo I, independentemente do PLD adotado.

FIGURA 43 – PERDAS FINANCEIRAS POR EXPOSIÇÕES NO MCP PARA OS MODELOS I E II

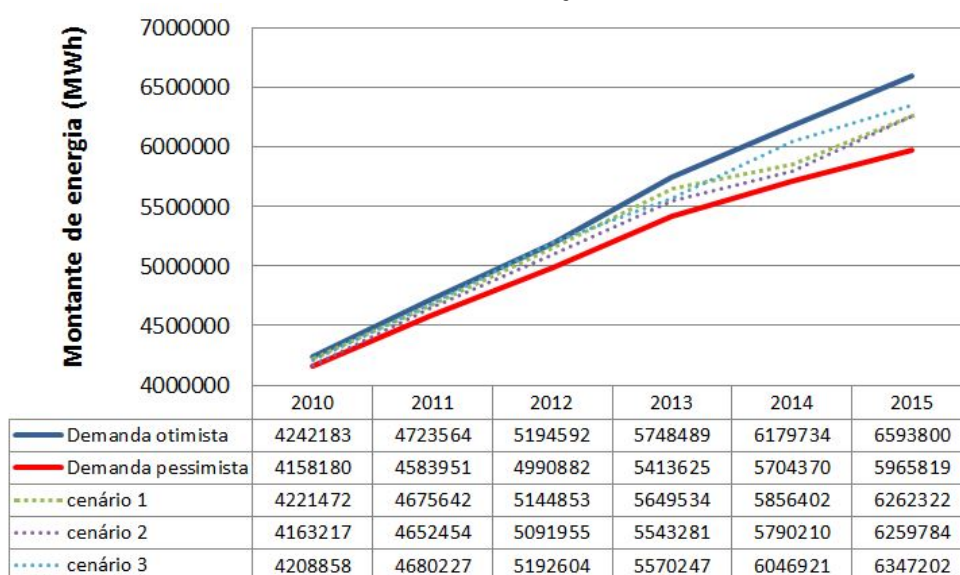


FONTE: A autora (2017).

#### 4.6 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE SOBRE OS RISCOS ADVINDOS DA DIFERENÇA ENTRE A DEMANDA PREVISTA E A REALIZADA

Quando a previsão da demanda de energia da distribuidora não ocorre, esta pode ficar tanto subcontratada como sobrecontratada em anos diferentes, logo é interessante analisar os riscos financeiros desta frustração de previsão. Sendo assim, a título de exemplo foram considerados três cenários diferentes de demandas anuais e mensais, conforme especificações na FIGURA 44.

FIGURA 44 – ESQUEMA DA SIMULAÇÃO DE DEMANDA ANUAL



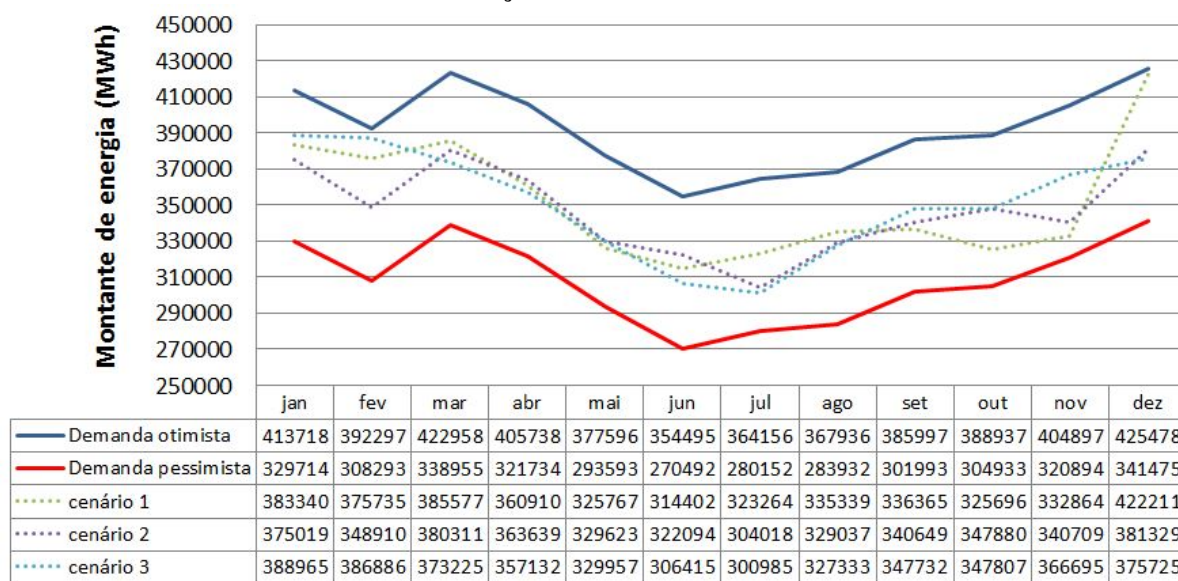
FONTE: A autora (2017).

A FIGURA 44 descreve três cenários simulados de demanda anual, estes cenários foram obtidos gerando-se números aleatórios com distribuição uniforme entre a demanda otimista e a pessimista para cada ano, com exceção das demandas anuais dos dois primeiros anos que são obtidas através da soma das demandas mensais previstas.

A seguir a FIGURA 45 descreve três cenários de demanda mensal para o ano de 2010 obtidos por simulação. Para a simulação de cada cenário, foi escolhida uma porcentagem fixa de utilização para cada mês da demanda média anual, sendo esta obtida através da média entre as demandas otimista e pessimista do ano. Foi considerado um intervalo de confiança de 1% para cada porcentagem de utilização mensal, e foram simulados a partir de uma distribuição uniforme valores dentro deste intervalo de confiança, se a demanda mensal obtida através dessa porcentagem não estivesse entre as demandas otimista e pessimista do mês, simulava-se novamente uma nova porcentagem no intervalo de confiança.

Esta simulação faz com que a porcentagem varie, mas mantenha a tendência de utilização de energia a cada mês e respeite os tetos máximos e mínimos estipulados pela demanda otimista e pessimista do mês.

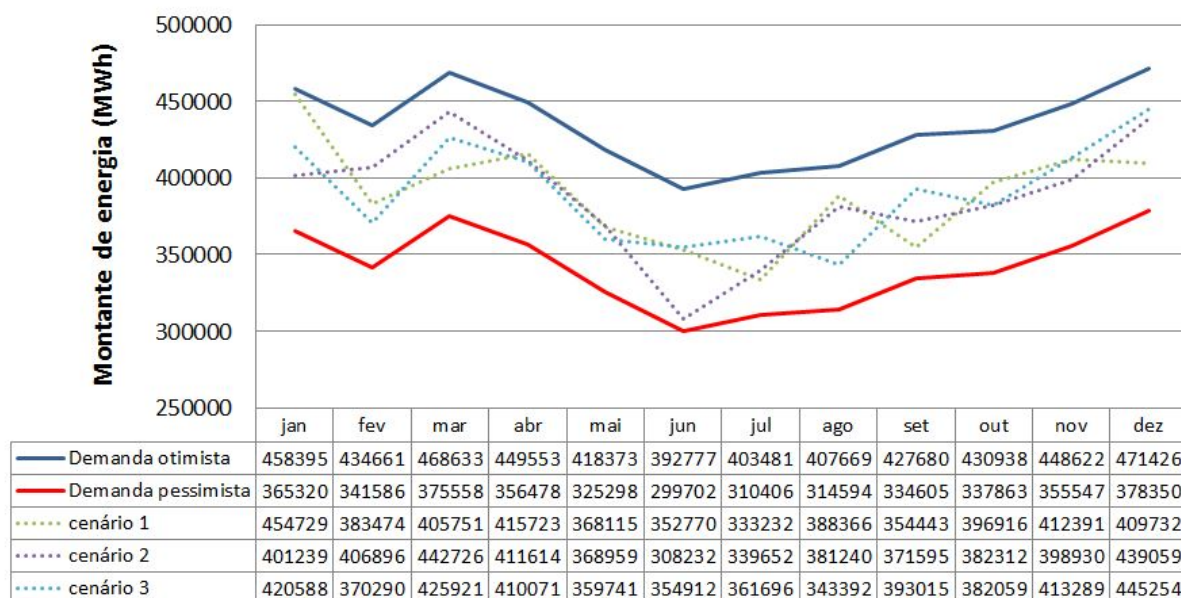
FIGURA 45 – ESQUEMA DA SIMULAÇÃO DE DEMANDA MENSAL PARA O PRIMEIRO ANO



FONTE: A autora (2017).

Também a FIGURA 46 ilustra três cenários de demanda mensal para o ano de 2011 obtidos por simulação, utilizando o mesmo procedimento anterior.

FIGURA 46 – ESQUEMA DA SIMULAÇÃO DE DEMANDA MENSAL NO SEGUNDO ANO



FONTE: A autora (2017).

Pretende-se calcular os riscos financeiros da não realização da demanda prevista, logo com os três cenários de demandas obtidos, analisou-se o risco financeiro da ocorrência de um cenário previsto  $i$  e a realização de outro cenário  $j$ , onde  $i$  e  $j$  são um dos três cenários simulados, conforme TABELA 10 descreve.

TABELA 10 – PERDAS FINANCEIRAS POR SUBCONTRATAÇÃO PELA DIFERENÇA ENTRE A DEMANDA PREVISTA E A REALIZADA

		Demanda prevista		
		cenário 1	cenário 2	cenário 3
Demanda realizada	cenário 1	R\$ 0,00	R\$ 114.068.829,98	R\$ 24.772.918,73
	cenário 2	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	cenário 3	R\$ 219.390.776,16	R\$ 308.686.687,41	R\$ 0,00

FONTE: A autora (2017).

Em ambos os cenários em que a demanda prevista foi a realizada não houve perdas financeiras por subcontratação, já por exemplo para o cenário previsto 2 a ocorrência do cenário 1 gerou um prejuízo por subcontratação de R\$ 114.068.829,98. Não houve perdas financeiras devido a sobrecontratação em nenhum momento.

A TABELA 11, faz uma comparação entre os custos de compra em leilões para cada cenário, e o prejuízo médio por subcontratação para cada cenário de demanda previsto pela ocorrência dos demais cenários.

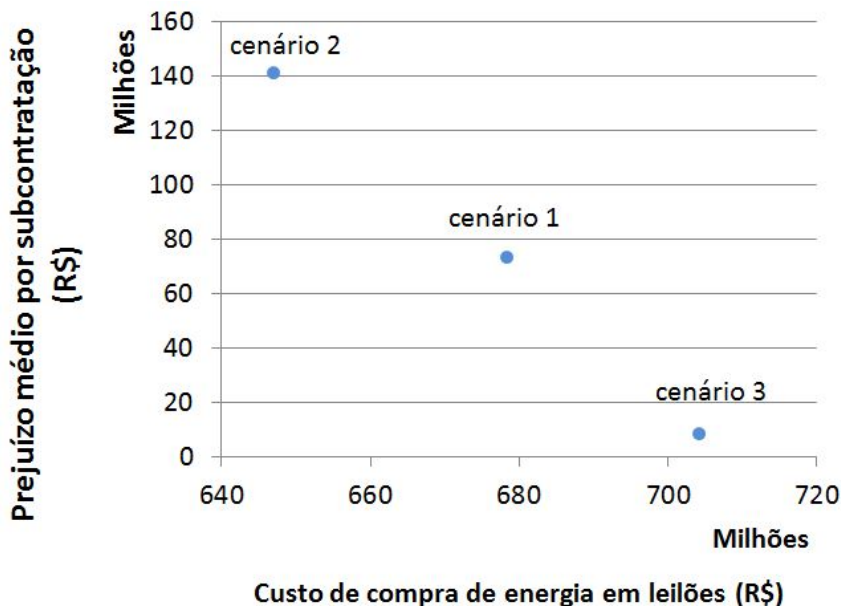
TABELA 11 – PREJUÍZO MÉDIO POR SUBCONTRATAÇÃO E O CUSTO DE COMPRA EM LEILÕES

	cenário 1	cenário 2	cenário 3
Prejuízo médio	R\$ 73.130.259,00	R\$ 140.918.506,00	R\$ 8.257.640,00
Custo de compra	R\$ 678.436.750,00	R\$ 647.004.664,00	R\$ 704.204.570,00

FONTE: A autora (2017).

Nota-se que o maior valor de compra de energia está associado com o menor prejuízo médio, que ocorre no cenário 3. Também o menor custo de compra em leilões está associado ao maior prejuízo médio por subcontratação, que ocorre no cenário 2, a FIGURA 47 ilustra melhor o ocorrido.

FIGURA 47 – PREJUÍZO MÉDIO DE SUBCONTRATAÇÃO VERSUS CUSTO DE COMPRA PARA TRÊS CENÁRIOS PREVISTOS



FONTE: A autora (2017).

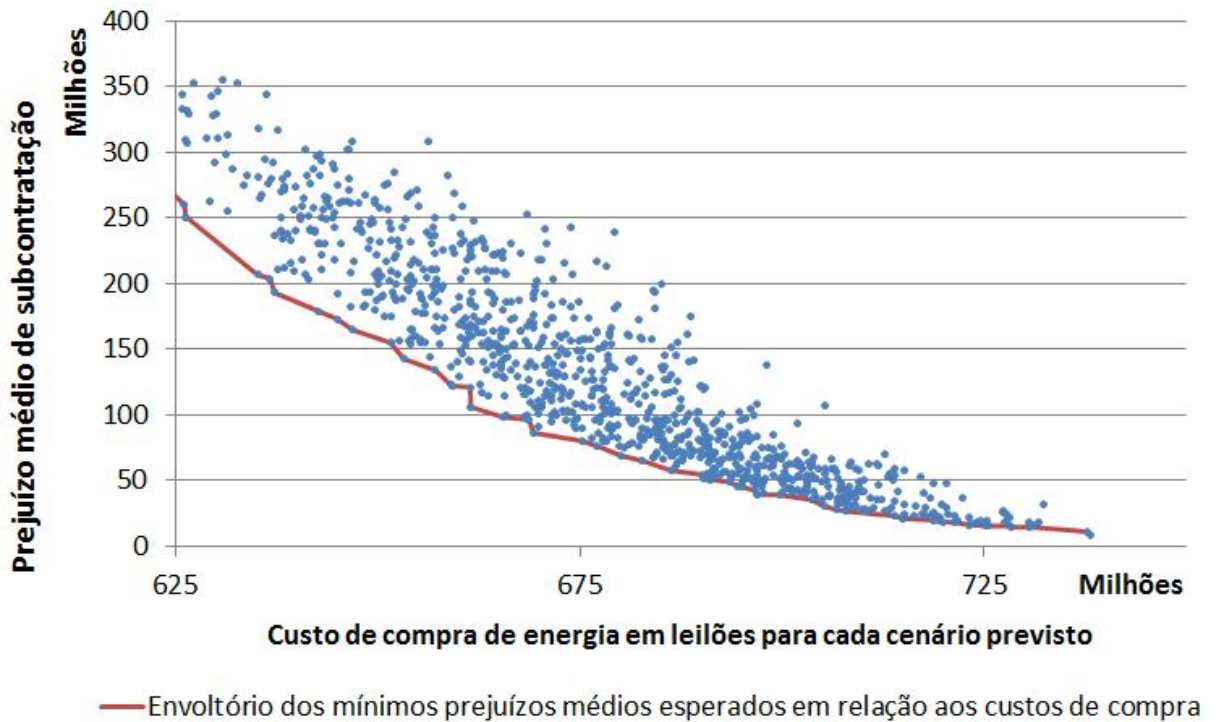
Isto ocorre, porque quanto maior o valor de compra em leilões, maior será o volume de energia adquirido, diminuindo assim a probabilidade de ocorrer a subcontratação. Logo, para uma distribuidora que é avessa ao risco financeiro provindo da subcontratação uma boa previsão de demanda seria a do cenário 3. Para uma distribuidora favorável ao risco, uma boa previsão de demanda seria do cenário 2.

Realizou-se também uma análise de sensibilidade considerando mais cenários de demanda, no total foram 1000 cenários simulados, obtendo-se a seguinte relação entre custo de compra para cada cenário e prejuízo médio por subcontratação pela não ocorrência do cenário previsto disposta na FIGURA 48.

Nota-se a mesma tendência ocorrida utilizando-se três cenários, em que quanto maior o valor de compra em leilões, menor será o prejuízo médio por subcontratação, e vice-versa. Sendo assim, para cada custo de compra foi associado o menor valor de prejuízo médio obtido entre os cenários de demanda prevista, criando assim o envoltório dos mínimos prejuízos descrito na FIGURA 48.

Logo, a distribuidora segundo o seu grau de aversão ao risco pode se beneficiar deste envoltório analisando qual a melhor opção de demanda prevista para o atendimento dos seus objetivos.

FIGURA 48 – PREJUÍZO DE SUBCONTRATAÇÃO MÉDIA VERSUS CUSTO DE COMPRA



FONTE: A autora (2017).

No mais, é importante frisar que os valores de prejuízos médios descritos neste subcapítulo não descrevem os verdadeiros valores ocorridos no mercado de energia, visto que a distribuidora possui mecanismos de mitigar suas exposições no MCP, como citado no subcapítulo 1.1, sendo que alguns desses mecanismos não foram considerados no presente trabalho, mas este fato não invalida as conclusões obtidas nesta análise de sensibilidade.

## 5 CONCLUSÕES

Esta dissertação descreveu o problema que as distribuidoras enfrentam ao contratar energia por intermédio de leilões, visto que precisam suprir 100% dos seus mercados de energia, sendo sujeitas a riscos financeiros em caso de descumprimento. Para a contratação desta demanda de energia, precisam adquirir esta em leilões que possuem regras de compra e de repasse as tarifas dos consumidores finais, também os leilões possuem uma diversidade de produtos com durações de contratos e tempo para início de suprimento ambos diferenciados, dificultando ainda mais o problema da contratação de energia. Também, além de realizar um bom planejamento de contratação para o longo prazo, as distribuidoras necessitam atentar-se para o curto prazo, distribuindo suas cargas anuais pelos meses que compunham o ano, a este processo é dado o nome de sazonalização, sendo necessário realizá-la da melhor forma possível para que não ocorram perdas financeiras.

À vista disso, foi proposto um modelo de programação linear para o problema da contratação de energia. Este modelo determina os montantes de energia de cada categoria necessários para o atendimento da demanda de determinado agente de distribuição, realizando conjuntamente a sazonalização da carga nos dois primeiros anos. Este modelo considera também: leilões de multiprodutos, a possível ocorrência de leilões de uma mesma categoria mais que uma vez em um mesmo ano e as durações mensais dos contratos de Ajuste nos dois primeiros anos. Este modelo de otimização buscou também minimizar os riscos financeiros e os custos de compra em leilões, utilizando todas as regras impostas pela legislação vigente, obtendo-se assim uma contratação de energia em leilões com menor custo em conformidade com a legislação, e fornecendo a sazonalização dos produtos contratos para os dois primeiros anos do período de estudo.

Por conseguinte, para avaliar a eficácia e a consistência do modelo foram utilizados estudos de caso hipotéticos, adotando-se informações históricas entre os anos de 2010 a 2015 do mercado de energia, e informações fictícias de uma distribuidora denominada por distribuidora “X”. Os resultados obtidos mostraram que o modelo foi eficaz, devolvendo sempre uma solução de menor custo em conformidade com as regras impostas, e sazonalizando suas cargas nos dois primeiros anos.

Para avaliar a importância da sazonalização acoplada com a otimização de compras, realizou-se uma comparação entre o modelo I (que realiza a sazonalização somente após a decisão de compras) e o modelo II (que realiza a sazonalização conjuntamente com a decisão de compras), sendo que os resultados concluíram que para qualquer cenário de PLD o modelo proposto na presente dissertação (modelo II) foi superior ao modelo I.

Por fim, realizou-se uma análise de sensibilidade dos prejuízos advindos da não



realização da demanda prevista pela distribuidora, sendo que para exatamente 1000 cenários de demanda simulados, conclui-se que a quantificação do prejuízo médio que a distribuidora pode estar exposta é inversamente proporcional ao custo de compra em leilões. Também esta análise de sensibilidade produziu um envoltório dos mínimos prejuízos médios esperados em relação aos custos de compra, que pode ser utilizado como ferramenta de análise, em que a distribuidora segundo o seu grau de aversão ao risco, analisa qual a melhor opção de demanda prevista para o atendimento dos seus objetivos.

Em um panorama geral, um dos grandes desafios desse trabalho esteve na elaboração de uma modelagem matemática que comportasse tanto a sazonalização como todas as regras impostas pela legislação, regras essas que se tornaram um grande obstáculo devido a dificuldade de sua tradução para um modelo matemático. Foram necessárias a realização de simplificações em algumas regras para manter a linearidade do modelo, essas simplificações sempre objetivaram criar o pior caso possível para a otimização, não perdendo assim a eficácia do modelo, visto que ele considera o pior caso possível de determinada regra. Com isso, a contabilização dos prejuízos que a distribuidora está exposta, não faz jus aos seus valores reais, sendo esses possivelmente menores.

Por fim, recomenda-se para futuros trabalhos incorporar no modelo proposto o curtíssimo prazo onde se realiza o processo de modulação de contratos, analisando sua importância na contratação de energia. Também, é interessante a adoção de um modelo de otimização que considere vários cenários de demanda e PLD conjuntamente com a otimização da contratação de energia.

## REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Visão geral do setor**. 2016. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>. Acesso em: 20 dez. 2016.

ANEEL. **Submódulo 4.3: sobrecontratação de energia e exposição ao mercado de curto prazo**. [S.l.], 2016. Disponível em: [http://http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703\\_Proret\\_Submod\\_4\\_3\\_V0.pdf](http://http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf). Acesso em: 26.10.2016.

BRASIL. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 4 ago. 2004.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa n. 411, de 28 de setembro de 2010**: aprova o modelo de edital dos leilões de ajuste para compra de energia elétrica, delega a execução à câmara de comercialização de energia elétrica - CCEE e dá outras providências. Brasília, 2010.

BRASIL. Lei n. 13.360, de 19 de novembro de 2016. Altera a lei n. 5.655, de 20 de maio de 1971, a lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002, a lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998, a lei n. 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995, a lei n. 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a lei n. 9.491, de 9 de setembro de 1997, a lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, a lei n. 11.488, de 15 de junho de 2007, a lei n. 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a lei n. 13.334, de 13 de setembro de 2016, a lei n. 13.169, de 6 de outubro de 2015, a lei n. 11.909, de 4 de março de 2009, e a lei n. 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 18 nov. 2016.

BURATTI, R. M. **Estratégias de contratação de energia elétrica para uma concessionária de distribuição**. 121 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Produção e Sistemas) — Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2008.

CASTRO, M. A. L. **Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico**. 136 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, Brasília, 2004.

CASTRO, R. **Análise de decisões sob incertezas para investimentos de comercialização de energia elétrica no Brasil**. 183 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

CCEE. **Módulo 3 – Contratação de Energia e Potência. Submódulo 3.2 – Contratos do Ambiente Regulado**. São Paulo, 2016. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em: 28.10.2016.

CCEE. **Ambiente livre e regulado**. 2016. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?\\_afLoop=660016468347569#\%40\%3F\\_afLoop\%3D660016468347569\%26\\_adf.ctrl-state\%3D56o4nu7pa\\_129](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_afLoop=660016468347569#\%40\%3F_afLoop\%3D660016468347569\%26_adf.ctrl-state\%3D56o4nu7pa_129). Acesso em: 20 dez. 2016.



CCEE. **InfoLeilão**. 2016. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/infomercado?\\_adf.ctrl-state=pkw6qvyqx\\_49&\\_afrLoop=537553303072158](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=pkw6qvyqx_49&_afrLoop=537553303072158). Acesso em: 10 set. 2016.

CCEE. **Cadernos azuis: penalidades de energia**. São Paulo, 2017. 1-73 p. Versão: 2017.1.0.

CORAL, A. M. **Planejamento da compra de energia no setor de distribuição**. 173 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

DIAS, I. V. **Estratégias de gestão de compra de energia elétrica para as distribuidoras no Brasil**. 94 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2007.

GUDER, R. **Otimização de portfólios de contratos de energia elétrica utilizando algoritmos genéticos**. 92 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

GUIMARÃES, A. R. et al. **Estratégia de contratação das distribuidoras sob incerteza da demanda em leilões de energia**. *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba, PR, n. XVIII, out. 2005.

IPEA. **Infraestrutura e Planejamento no Brasil Coordenação estatal da regulação e dos incentivos em prol do investimento: o caso do setor elétrico**. Brasília, 2012. 130 p. (Relatório de Pesquisa).

LAZO, J. G. L.; LIMA, D. A.; FIGUEIREDO, K. **Análise de um modelo inteligente de contratação de energia elétrica no curto prazo para distribuidoras**. *Revista Controle & Automação*, v. 23, n. 6, p. 711–725, dez. 2012.

LIMA, C. E. G. de. **Análise do desempenho dos agentes de distribuição diante das regras de contratação de energia elétrica instituídas pelo modelo do setor elétrico**. 141 p. Dissertação (Mestrado em Regulação e Gestão de Negócios) — Programa de Pós-graduação em Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2011.

LOPES, P. B.; MARTINEZ, L.; ARAUJO, H. X. **Estratégia robusta de contratação de energia elétrica para distribuidoras**. *Anais do XX Congresso Brasileiro de Automação*, Belo Horizonte, MG, p. 3483–3490, set. 2014.

MURTY, K. G. **Linear Programming**. New York, NY, USA: John Wiley & Sons, 1983.

PERONDI, G. **Metodologia de contratação de energia elétrica por agentes de distribuição no longo e curto prazos**. 152 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2012.

PESSANHA, A.; CALDAS, M. A. F. **Estratégia de contratação de energia em leilões regulados: um modelo de simulação e otimização**. *Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, Fortaleza, CE, n. XXXIX, p. 511–525, jul. 2007.

RODRIGUES, F. F. C.; BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. **Programação da contratação de energia considerando geração distribuída e incertezas na previsão de demanda**. *Revista Controle & Automação*, v. 18, n. 3, p. 361–371, set. 2007.

SILVA, L. B. **Metodologia para otimização da contratação de uma distribuidora através de leilões de energia**. 167 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

SOKEI, C. T.; SILVA FILHO, D.; RAMOS, D. S. **Minimização de perdas no processo de sazonalização de contratos de energia utilizando algoritmos genéticos**. *Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, Olinda, PE, n. XVIII, 2008.

SOUZA, C. E. L.; FERNANDES, T. S. P.; AOKI, A. R. **Metodologia para gestão de compra de energia elétrica via método dos pontos interiores**. *Congresso Brasileiro de Automática*, Bonito, MS, n. XVIII, p. 1004–1011, set. 2010.

VERONESE, H. D. **Um modelo de otimização estocástica baseado em progressive hedging para definição de estratégia de contratação de energia no ambiente regulado**. 162 p. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

ZANFELICE, F. R.; BARBOSA, P. S. R. **Modelagem para otimização no planejamento energético de empresas distribuidoras de energia sob enfoque do novo modelo do setor elétrico**. *Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, n. XVI, 2004.

**ANEXO 1 - DECRETO Nº 5.163/2004**

**CÂMARA DOS DEPUTADOS**  
Centro de Documentação e Informação

**DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004**

Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA**, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto nas Leis nºs 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.648, de 27 de maio de 1998, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.604, de 17 de dezembro de 2002, e 10.848, de 15 de março de 2004,

DECRETA:

**CAPÍTULO I**  
**DAS REGRAS GERAIS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre, nos termos da legislação, deste Decreto e de atos complementares.

§ 1º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL expedirá, para os fins do disposto no *caput*, em especial, os seguintes atos:

- I - a convenção de comercialização;
- II - as regras de comercialização; e
- III - os procedimentos de comercialização.

§ 2º Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se como:

I - Ambiente de Contratação Regulada - ACR o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

II - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

III - agente vendedor o titular de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica;

IV - agente de distribuição o titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada;

V - agente autoprodutor o titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo;

VI - ano-base "A" o ano de previsão para o início do suprimento da energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição por meio dos leilões de que trata este Decreto;

VII - ano "A - 1" o ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;

VIII - ano "A - 3" o terceiro ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;

IX - ano "A - 5" o quinto ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;

X - consumidor livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; e

XI - consumidor potencialmente livre é aquele que, a despeito de cumprir as condições previstas no art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995, é atendido de forma regulada. [\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 5.249, de 20/10/2004\)](#)

§ 3º Dependerá de autorização da ANEEL a comercialização, eventual e temporária, pelo agente autoprodutor, de seus excedentes de energia elétrica.

Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

I - os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia para garantir cem por cento de seus contratos; [\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 8.828, de 2/8/2016, retificado no DOU de 4/8/2016\)](#)

II - os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e [\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 8.828, de 2/8/2016, retificado no DOU de 4/8/2016\)](#)

III - os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e pelos agentes vendedores deverão garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL. [\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 8.828, de 2/8/2016, retificado no DOU de 4/8/2016\)](#)

§ 1º O lastro para a venda de que trata o inciso I do *caput* será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração própria ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia. [\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 8.828, de 2/8/2016, retificado no DOU de 4/8/2016\)](#)

§ 2º A garantia física de energia de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e a qual deverá constar do contrato de concessão ou do ato de autorização, corresponderá à quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento, incluída a importação, que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos. [\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 8.828, de 2/8/2016, retificado no DOU de 4/8/2016\)](#)

Art. 3º As obrigações de que tratam os incisos do *caput* do art. 2º serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização.

§ 1º A aferição de que trata o *caput* será realizada a partir da data de publicação deste Decreto, considerando, no caso da energia, o consumo medido e os montantes contratados nos últimos doze meses.

§ 2º Até 2009, as obrigações de que tratam os incisos II e III do *caput* do art. 2º serão aferidas apenas no que se refere à energia.

§ 3º As penalidades por descumprimento do previsto nos incisos do *caput* do art. 2º, sem prejuízo da aplicação das disposições vigentes relativas à matéria, terão o seguinte tratamento:

I - para a obrigação prevista no inciso I daquele artigo, as penalidades serão aplicáveis a partir da data de publicação deste Decreto; e

II - para as obrigações previstas nos incisos II e III daquele artigo, as penalidades serão aplicáveis a partir de janeiro de 2006, observado o disposto no § 2º.

§ 4º As receitas resultantes da aplicação de penalidades serão revertidas à modicidade tarifária no ACR.

§ 5º [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010 e revogado pelo Decreto nº 8.828, de 2/8/2016, retificado no DOU de 4/8/2016\)](#)

§ 6º As penalidades de que trata o *caput* não serão aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010\)](#)

§ 7º Entende-se por exposição contratual involuntária o não atendimento ao disposto no art. 2º, inciso II, em razão de:

I - compra frustrada nos leilões de que trata o art. 11, decorrente de contratação de energia elétrica e de potência inferior à declaração de necessidade de compra apresentada pelos agentes de distribuição, conforme dispõe o art. 18;

II - acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, reconhecidos pela ANEEL como decorrentes de eventos alheios à vontade do agente vendedor, nos termos do art. 3º, inciso V, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e do art. 2º, §§ 16 e 17, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;

III - a opção de retorno de consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, que adquiriram energia elétrica na forma prevista no art. 26, § 5º, da Lei nº 9.427, de 1996, ao mercado regulado do agente de distribuição em prazo inferior a três anos; e

IV - alterações na distribuição de quotas ou na disponibilidade de energia e potência de Itaipu Binacional, do PROINFA ou, a partir de 2013, das Usinas Angra 1 e Angra 2. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010\)](#)

Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE deverá propor critérios gerais de garantia de suprimento, com vistas a assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

§ 1º O Ministério de Minas e Energia, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de

geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento.

§ 2º O Ministério de Minas e Energia poderá, assegurado o atendimento ao mercado do SIN, estabelecer condições específicas do lastro para a venda, ou sua dispensa, em caso de fornecimento temporário e interruptível, inclusive para exportação de energia elétrica.

Art. 5º O agente vendedor, em caso do não-cumprimento do prazo de início da operação comercial de unidades geradoras de um empreendimento e não possuindo lastro para a venda suficiente para o cumprimento de suas obrigações, deverá celebrar contratos de compra de energia para garantir os seus contratos de venda originais, sem prejuízo de aplicação das penalidades cabíveis.

Art. 6º A ANEEL deverá prever as hipóteses e os prazos de indisponibilidade de unidades geradoras, incluindo a importação ou empreendimentos correlatos, estabelecendo os casos nos quais o agente vendedor, não tendo lastro suficiente para cumprimento de suas obrigações, deverá celebrar contratos de compra de energia para atender a seus contratos de venda originais, sem prejuízo de aplicação das penalidades cabíveis.

Art. 7º Os contratos de compra de energia para garantir os contratos de venda originais de que tratam os arts. 5º e 6º serão firmados sob a integral responsabilidade do agente vendedor, inclusive quanto aos riscos de diferenças de preços entre submercados.

Art. 8º A ANEEL deverá estabelecer, até 31 de outubro de 2004, mecanismos para o tratamento específico dos casos previstos nos arts. 5º, 6º e 7º, inclusive quanto à suspensão dos benefícios e dos direitos de repasse aplicáveis à venda da energia gerada ou disponibilizada pelo empreendimento.

§ 1º Eventuais reduções de custos, em especial as decorrentes das contratações para atender aos contratos de venda originais, serão repassados às tarifas dos consumidores finais.

§ 2º Para cumprimento do disposto no § 1º, os custos de aquisição de energia elétrica para atender aos contratos de venda originais deverão ser comparados com os custos variáveis de geração ou disponibilização da energia do empreendimento.

Art. 9º As concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração sob controle federal, estadual ou municipal comercializarão energia elétrica no SIN de forma regulada ou livre, obedecendo às regras gerais de comercialização previstas para os respectivos ambientes.

Art. 10. Todos os contratos de comercialização de energia elétrica deverão ser informados, registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL, conforme o caso.

## CAPÍTULO II DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

### Seção I Disposições Gerais

Art. 11. Para atendimento à obrigação prevista no inciso II do art. 2º, cada agente de distribuição do SIN deverá adquirir, por meio de leilões realizados no ACR, energia elétrica proveniente de:

- I - empreendimentos de geração existentes; e
- II - novos empreendimentos de geração.

§ 1º Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até a data de publicação do respectivo edital de leilão:

- I - não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização; ou
- II - sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

§ 2º A energia elétrica decorrente de importação e a gerada por meio de fontes alternativas, salvo o disposto no § 4º, serão consideradas como provenientes de empreendimentos de geração novos ou existentes, conforme previsto no § 1º deste artigo. [\*\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 28/2/2007\)\*](#)

§ 3º Para atendimento à obrigação prevista no inciso II do art. 2º, os agentes de distribuição não se submeterão ao processo de contratação por meio de leilão, nos casos referidos no inciso III do art. 13.

§ 4º Excepcionalmente, para cumprimento à obrigação de atendimento de cem por cento da demanda dos agentes de distribuição, a ANEEL poderá, de acordo com as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, promover direta ou indiretamente leilões de compra de energia proveniente de fontes alternativas, independentemente da data de outorga. [\*\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 6.048, de 28/2/2007\)\*](#)

Art. 12. O Ministério de Minas e Energia, para a realização dos leilões de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, definirá:

- I - o montante total de energia elétrica a ser contratado no ACR, segmentado por região geo-elétrica, quando cabível; e
- II - a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões.

§ 1º A EPE submeterá ao Ministério de Minas e Energia, para aprovação, a relação de empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, bem como as estimativas de custos correspondentes.

§ 2º Na definição do montante de energia elétrica e da relação de empreendimentos de que tratam os incisos I e II do *caput*, a EPE submeterá ao Ministério de Minas e Energia estudo que considerará a otimização técnico-econômica do parque hidrotérmico do SIN, bem como do sistema de transmissão associado.

§ 3º No caso de empreendimentos hidrelétricos, a EPE poderá propor ao Ministério de Minas e Energia percentual mínimo de energia elétrica a serem destinadas à contratação no ACR.

§ 4º A EPE habilitará tecnicamente e cadastrará os empreendimentos de geração que poderão participar dos leilões de novos empreendimentos, os quais deverão estar registrados na ANEEL.

§ 5º Para atendimento ao disposto neste artigo e cumprimento de suas atribuições legais, a EPE utilizará os dados informados pelos agentes, conforme o disposto nos arts. 17 e 18.

Art. 13. No cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica:

- I - contratada até 16 de março de 2004;

II - contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajustes, e de novos empreendimentos de geração; e

III - proveniente de:

- a) geração distribuída;
- b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA;
- c) Itaipu Binacional;
- d) cotas de garantia física de energia e de potência definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012; e [\(Alínea acrescida pelo Decreto nº 7.805, de 14/9/2012\)](#)
- e) Angra I e II. [\(Alínea acrescida pelo Decreto nº 7.805, de 14/9/2012\)](#)

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do *caput*.

Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.

§ 1º O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.

§ 2º Não será incluído no limite de que trata o § 1º deste artigo o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída de que trata o § 2º do art. 70.

§ 3º O contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição.

§ 4º As eventuais reduções de custos de aquisição de energia elétrica referida no § 3º deverão ser consideradas no repasse às tarifas dos consumidores finais com vistas a modicidade tarifária, vedado o repasse de custos adicionais.

§ 5º A ANEEL definirá os limites de atraso e de indisponibilidade de que trata o § 3º, considerando a sazonalidade da geração, dentre outros aspectos, a partir dos quais aplicar-se-á o previsto nos arts. 5º, 6º, 7º e 8º.

§ 6º O lastro para a venda da energia elétrica proveniente dos empreendimentos de geração distribuída será definido conforme o estabelecido nos §§ 1º e 2º do art. 2º.



Art. 16. Os agentes de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano poderão adquirir energia elétrica:

- I - por meio dos leilões de compra realizados no ACR;
- II - de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15;
- III - com tarifa regulada do seu atual agente supridor; ou
- IV - mediante processo de licitação pública por eles promovido.

§ 1º Os agentes de distribuição de que trata o *caput*, quando adquirirem energia na forma do inciso III, deverão informar o montante de energia a ser contratado em até quinze dias antes da data em que o seu atual agente supridor esteja obrigado a declarar a sua necessidade de compra para o leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes com entrega de energia elétrica prevista para o ano subsequente.

§ 2º Os agentes de distribuição de que trata o *caput* e que tenham contratos de suprimento celebrados sem cláusula de tempo determinado só poderão adquirir energia elétrica nas formas referidas nos incisos I, II e IV do *caput* a partir do ano subsequente ao da comunicação formal ao seu agente supridor.

§ 3º A comunicação formal de que trata o § 2º deverá ser realizada no mesmo prazo estabelecido no § 1º e poderá abranger a totalidade ou parcela do mercado do agente de distribuição, desde que garantido seu pleno atendimento por meio de contratos.

§ 4º Os agentes de distribuição que optarem pela contratação de que tratam os incisos I, II ou IV do *caput* serão agentes da CCEE e deverão formalizar junto ao seu supridor, com antecedência mínima de cinco anos, a decisão de retornar à condição de agente atendido mediante tarifa e condições reguladas.

§ 5º O prazo de que trata o § 4º poderá ser reduzido a critério do agente supridor.

## Seção II

### Das Informações e Declarações de Necessidades de Energia Elétrica

Art. 17. A partir de 2005, todos os agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e os consumidores livres deverão informar ao Ministério de Minas e Energia, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subsequentes.

Art. 18. Sem prejuízo da obrigação referida no art. 17, todos os agentes de distribuição, a partir de 1º de janeiro de 2006, deverão apresentar declaração ao Ministério de Minas e Energia, conforme prazos e condições estabelecidos em ato do Ministro de Estado de Minas e Energia, definindo os montantes a serem contratados por meio dos leilões, a que se refere o art. 19, para recebimento da energia elétrica no centro de gravidade de seus submercados e atendimento à totalidade de suas cargas. (*“Caput” do artigo com redação dada pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010*)

§ 1º Os agentes de distribuição deverão especificar os montantes necessários ao atendimento de seus consumidores potencialmente livres nas declarações relativas aos leilões de que trata o inciso II do § 1º do art. 19.

§ 2º Os agentes de distribuição, excepcionalmente para os leilões de que tratam os arts. 19 e 25, a serem promovidos no período de 26 de julho a 31 de dezembro de 2005, deverão apresentar declaração ao Ministério de Minas e Energia, conforme prazos e condições estabelecidos em Portaria do Ministro de Estado de Minas e Energia, definindo os montantes de

energia elétrica a serem contratados em cada ano do período de 2006 até 2010, e especificando, inclusive, as parcelas relativas aos consumidores potencialmente livres. [\*\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 5.499, de 25/7/2005\)\*](#)

§ 3º Ocorrendo o disposto no § 5º e no inciso II do § 6º do art. 19, os montantes contratados de energia elétrica serão considerados nas declarações de necessidades dos anos subsequentes. [\*\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 6.210, de 18/9/2007\)\*](#)

§ 4º Fica garantida a neutralidade do agente de distribuição comprador, nos volumes superiores à sua declaração, com relação ao repasse dos custos de aquisição às tarifas dos consumidores finais. [\*\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 6.210, de 18/9/2007\)\*](#)

### **Seção III** **Dos Leilões para Compra de Energia Elétrica**

Art. 19. A ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, observando as diretrizes fixadas pelo Ministério de Minas e Energia, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados, prevista no art. 28.

§ 1º Os leilões para compra de energia elétrica de que trata o *caput* serão promovidos, observado o disposto nos arts. 60 a 64: [\*\(“Caput” do parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 28/2/2007\)\*](#)

I - nos anos "A - 5" e "A - 3", para energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração; [\*\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 28/2/2007\)\*](#)

II - no ano "A" e "A - 1", para energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente; [\*\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 8.213, de 21/3/2014\)\*](#)

III - entre os anos "A-1" e "A-5", para energia elétrica proveniente dos leilões de compra exclusiva de fontes alternativas; [\*\(Inciso acrescido pelo Decreto nº 6.048, de 28/2/2007\)\*](#)

IV - nos anos A-5 e A-3, para energia proveniente de projetos de geração indicados por Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e aprovada pelo Excelentíssimo Senhor Presidente da República, conforme disposto no inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. [\*\(Inciso acrescido pelo Decreto nº 6.210, de 18/9/2007\)\*](#)

§ 2º O Ministério de Minas e Energia deverá definir o preço máximo de aquisição nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes.

§ 3º [\*\(Revogado pelo Decreto nº 8.213, de 21/3/2014\)\*](#)

§ 4º Até 31 de dezembro de 2005, excepcionalmente, os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de que trata o art. 17 da Lei nº 10.848, de 2004, poderão prever início da entrega da energia em até cinco anos após o processo licitatório. [\*\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 5.499, de 25/7/2005\)\*](#)

§ 5º Relativamente aos leilões de que tratam os incisos I e IV do § 1º deste artigo, a entrada das unidades geradoras do empreendimento a ser licitado poderá ocorrer durante os anos subsequentes ao início da entrega da energia contratada, ficando assegurada a contratação de toda a parcela da garantia física proveniente do respectivo empreendimento que tiver sido vendida ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR. [\*\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 6.210, de 18/9/2007\)\*](#)

§ 6º Na hipótese de ocorrer o disposto no § 5º deste artigo, deverão estar previstas no Edital, no Contrato de Concessão e nos respectivos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs as seguintes obrigações:

I - aplicação de penalidades no caso de não entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras até as respectivas datas previstas no cronograma do empreendimento constante do Edital;

II - contratação da energia para os anos subsequentes ao primeiro ano da entrega da energia proporcionalmente aos montantes declarados para o respectivo leilão; e

III - entrega da energia contratada no leilão compatível com o cronograma de entrada em operação comercial das unidades geradoras do empreendimento constante do Edital. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 6.210, de 18/9/2007\)](#)

Art. 20. Os editais dos leilões previstos no art. 19 serão elaborados pela ANEEL, observadas as normas gerais de licitações e de concessões e as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, e conterão, no que couber, o seguinte:

I - objeto, metas, prazos e minutos dos contratos de concessão;

II - objeto, prazos e minutos dos contratos de compra e venda de energia elétrica, incluindo a modalidade contratual adotada e a indicação das garantias financeiras a serem prestadas pelos agentes de distribuição;

III - percentual mínimo de energia hidrelétrica a ser destinada ao mercado regulado;

IV - prazos, locais e horários em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e projetos necessários à elaboração dos orçamentos e apresentação das propostas, entre os quais:

a) os estudos de viabilidade técnica;

b) os Estudos de Impacto Ambiental - EIA e os Relatórios de Impacto Ambientais - RIMA; e

c) as licenças ambientais prévias;

V - critérios para a aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica e fiscal dos licitantes;

VI - diretrizes relativas à sistemática dos leilões;

VII - indicadores, fórmulas e parâmetros a serem utilizados no julgamento das propostas, observado o critério de menor tarifa;

VIII - prazos, locais, horários e formas para recebimento das propostas, julgamento da licitação e assinatura dos contratos;

IX - valor anual do pagamento pelo Uso do Bem Público - UBP, a ser definido pelo poder concedente;

X - valor do custo marginal de referência, calculado pela EPE e aprovado pelo Ministério de Minas e Energia;

XI - critérios de reajuste ou revisão de tarifas, ouvido o Ministério da Fazenda;

XII - expressa indicação do responsável pelo ônus das desapropriações necessárias à execução do serviço ou da obra pública, ou para a instituição de servidão administrativa;

XIII - condições de liderança do responsável, quando permitida a participação de consórcios; e

XIV - nos casos de concessão de serviços públicos ou de uso de bem público, precedidos ou não da execução de obra pública, serão estabelecidas as garantias exigidas para essa parte específica do contrato, adequadas a cada caso e limitadas ao valor da obra.

Art. 21. Para os aproveitamentos hidrelétricos em que eventual parcela da energia assegurada possa ser comercializada no ACL ou utilizada para consumo próprio, o edital de leilão

de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos deverá prever que parte da receita será destinada a favorecer a modicidade tarifária, conforme a fórmula abaixo:

$$V = a \cdot x \cdot EA \cdot (P_{\text{marginal}} - P_{\text{ofertada}})$$

onde:

V é o valor a ser auferido para favorecer a modicidade tarifária;

x é a fração da energia assegurada da usina destinada ao consumo próprio e à venda no ACL;

EA é a energia assegurada da usina em MWh/ano;

$P_{\text{marginal}}$  é o menor valor entre o custo marginal de referência previsto no edital e o custo marginal resultante do leilão;

$P_{\text{ofertada}}$  é o valor ofertado para a energia destinada ao ACR; e

a é um fator de atenuação variável, estabelecido em função dos preços ou quantidades da energia destinada ao consumo próprio, ao ACR e à venda no ACL, cuja forma de cálculo será definida no edital.

§ 1º O valor obtido por meio da aplicação da fórmula estabelecida no *caput* será deduzido do montante a ser pago pelos agentes de distribuição ao agente vendedor, de forma proporcional à quantidade de energia objeto de cada Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR.

§ 2º O custo marginal de referência, expresso em Reais por MWh, será estabelecido como sendo o valor da maior estimativa de custo de geração dos empreendimentos a serem licitados, considerados necessários e suficientes para o atendimento da demanda conjunta do ACR e ACL.

§ 3º Na hipótese de haver apenas um empreendimento participando de leilão, deverá ser aplicada a seguinte fórmula, mantidos os demais parâmetros e conceitos previstos neste artigo:

$$V = a \cdot x \cdot EA \cdot P_{\text{ofertada}} \text{ ([Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 6.210, de 18/9/2007](#))}$$

Art. 22. Até 31 de dezembro de 2007, excepcionalmente, nos leilões para contratação de energia previstos no inciso I do § 1º do art. 19, poderá ser ofertada a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou de projetos de ampliação, que atendam cumulativamente aos seguintes requisitos:

I - que tenham obtido outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004;

II - que tenham iniciado a operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000; e

III - cuja energia não tenha sido contratada até 16 de março de 2004.

§ 1º Poderá ser ofertada nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, nos termos do inciso III do *caput*, a parcela de energia que não esteja contratada para atendimento a consumidores finais, por meio de agente de distribuição ou agente vendedor.

§ 2º Os agentes vendedores interessados em participar dos leilões de venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de que trata este artigo deverão requerer habilitação junto à ANEEL, nos termos e condições previstos em portaria do Ministério de Minas e Energia, que disciplinará, dentre outros, o prazo para divulgação dos resultados da habilitação.

§ 3º A ANEEL publicará no Diário Oficial da União a relação das empresas, dos empreendimentos e respectivos montantes de energia elétrica habilitados a participar nos leilões referidos no *caput*, na forma de que trata este artigo.

§ 4º Não se aplica o disposto neste artigo aos empreendimentos de importação de energia elétrica.

Art. 23. Nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, no caso de participação de empreendimentos que já possuam concessões resultantes de licitação em que tenha sido observado critério do máximo pagamento pelo UBP, a oferta de energia terá o seguinte tratamento:

I - concorrerá nas mesmas condições das ofertas dos demais participantes do certame, inclusive quanto ao valor de referência do UBP, relativo ao empreendimento licitado, a ser definido pelo poder concedente; e

II - a diferença entre o UBP efetivamente pago, decorrente da licitação original, da qual resultou a concessão ou autorização dos empreendimentos de que trata o *caput*, e o UBP de referência, previsto no inciso I, deverá ser incorporada à receita do gerador nos CCEAR.

§ 1º O valor de que trata o inciso II do *caput*, somado ao lance vencedor do empreendimento licitado, não poderá ultrapassar o custo marginal resultante do processo de licitação.

§ 2º O custo marginal resultante do processo de licitação corresponderá ao maior valor da energia elétrica, expresso em Reais por MWh, dentre as propostas vencedoras do certame.

Art. 24. A partir de 2009, nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, cada agente de distribuição poderá contratar energia elétrica correspondente ao seu montante de reposição.

§ 1º Para os fins deste Decreto, entende-se por montante de reposição a quantidade de energia elétrica decorrente: [“Caput” do parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010](#)

I - do vencimento de contratos de compra de energia elétrica dos agentes de distribuição no ano "A-1"; e [\(Inciso acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010, com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)](#)

II - da redução da quantidade contratada pelos agentes de distribuição no ano "A" em relação ao ano "A-1". [\(Inciso acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010, com redação dada pelo Decreto nº 7.850, de 30/11/2012\)](#)

§ 2º Não integram o montante de reposição as reduções referidas no art. 29 e o vencimento de contratos celebrados por meio de leilões de ajuste referidos no art. 26. [\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)](#)

§ 3º O agente de distribuição poderá, havendo oferta nos leilões, contratar: [“Caput” do parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010](#)

I - até meio por cento da carga do agente de distribuição comprador, verificada no ano "A-1", acima do montante de reposição mencionado no *caput*, a exclusivo critério do agente de distribuição; [\(Inciso acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010, com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)](#)

II - a compra frustrada em leilões de que trata o *caput* e a exposição contratual involuntária de que trata o art. 3º, § 7º, inciso IV, desde que reconhecida pela ANEEL; [\(Inciso acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010, com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)](#)

III - o montante necessário para atendimento à opção de retorno de consumidores, enquadrados no art. 48, ao mercado regulado do agente de distribuição; e [\(Inciso acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010\)](#)

IV - o montante necessário para atendimento à necessidade de suprimento dos agentes de distribuição na forma do disposto no art. 16, inciso III e § 1º. [\(Inciso acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010\)](#)

§ 4º No caso do montante de energia ofertado nos leilões, de que trata o *caput*, ser inferior à necessidade declarada pelos agentes de distribuição para o respectivo leilão, será priorizada a contratação de até cem por cento do montante de reposição a que se refere este artigo. [\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010\)](#)

§ 5º Atendida a prioridade prevista no § 4º, o excedente de energia será rateado proporcionalmente entre os agentes de distribuição de acordo com a necessidade declarada na forma do art. 18. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010\)](#)

§ 6º [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010, e revogado pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)](#)

§ 7º A apuração do montante de reposição deverá considerar os efeitos da alocação de cotas da garantia física de energia e de potência proveniente das usinas hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, e de cotas de Angra I e II, conforme regulação da ANEEL. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 7.805, de 14/9/2012\)](#)

Art. 25. Excepcionalmente em 2004 e 2005, a ANEEL poderá promover, direta ou indiretamente, leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, aos quais não se aplicará o disposto no art. 41, observado o seguinte: [\(“Caput” do artigo com redação dada pelo Decreto nº 5.271, de 16/11/2004\)](#)

I - o prazo mínimo de vigência será de oito anos para o início do suprimento a partir de 2005, 2006 e 2007; e

II - o prazo mínimo de vigência será de cinco anos para o início do suprimento a partir de 2008 e 2009.

Art. 26. A ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, leilões específicos para contratações de ajuste pelos agentes de distribuição, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

§ 1º O montante total de energia contratado em leilões de ajuste será de até cinco por cento da carga total contratada de cada agente de distribuição, a critério do Ministério de Minas e Energia. [\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 8.379, de 15/12/2014\)](#)

§ 2º Poderão participar dos processos licitatórios tratados neste artigo, como vendedores, somente os concessionários, permissionários e autorizados de geração, inclusive sob controle federal, estadual e municipal, e os autorizados de comercialização e importação.

#### **Seção IV**

#### **Dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica**

Art. 27. Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de



Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

§ 1º O CCEAR deverá prever os seguintes prazos de duração:

I - no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia proveniente de novos empreendimentos; e

II - no mínimo um e no máximo quinze anos, contados do início do suprimento de energia proveniente de empreendimentos existentes; e [\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 7.945, de 7/3/2013\)](#)

III - no mínimo dez e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia proveniente de fontes alternativas. [\(Inciso acrescido pelo Decreto nº 6.048, de 28/2/2007\)](#)

§ 2º [\(Revogado pelo Decreto nº 5.271, de 16/11/2004\)](#)

§ 3º O CCEAR deverá conter cláusula arbitral, nos termos do § 5º do art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, conforme o disposto na convenção de comercialização.

§ 4º Não se aplica o disposto no *caput* e no § 1º à contratação, pelos agentes de distribuição, por meio de leilões de ajuste.

§ 5º Para o leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes promovido em 2005, para entrega de energia a partir de janeiro de 2006, o prazo de duração do CCEAR poderá ser de três anos. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 5.499, de 25/7/2005\)](#)

Art. 28. O CCEAR poderá ter as seguintes modalidades:

I - quantidade de energia elétrica; ou

II - disponibilidade de energia elétrica.

§ 1º Deverá estar previsto no CCEAR, na modalidade por quantidade de energia elétrica que:

I - o ponto de entrega será no centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração; e

II - os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes vendedores.

§ 2º As regras de comercialização deverão prever mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos na modalidade referida no inciso I do *caput*, decorrentes de diferenças de preços entre submercados.

§ 3º Na falta de cobertura integral dos dispêndios decorrentes dos riscos financeiros referidos no § 2º, fica assegurado o repasse das sobras aos consumidores finais dos agentes de distribuição, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL.

§ 4º No CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL.

§ 5º A ANEEL deverá disciplinar a forma de aplicação de mecanismo de compensação de sobras e déficits de energia elétrica proveniente dos leilões de que trata o § 5º do art. 19, somente para os anos em que houver entrada das unidades geradoras. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 6.210, de 18/9/2007\)](#)

Art. 29. Os CCEAR decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão:

I - do exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor;

II - de outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e

III - de acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004, observado o disposto no art. 21 da Lei nº 10.848, de 2004.

§ 1º O exercício da opção de redução contratual de que trata este artigo terá caráter permanente.

§ 2º As reduções dos montantes contratados previstas no inciso I do *caput*:

I - deverão ser precedidas da utilização de mecanismo de compensação de sobras e déficits a ser estabelecido na convenção de comercialização, hipótese na qual somente poderão ser reduzidas as quantidades de energia remanescentes;

II - serão rateadas proporcionalmente entre todos os CCEAR do agente de distribuição referidos no *caput*, conforme procedimentos de comercialização específicos;

III - terão eficácia a partir do mês da efetiva aquisição de energia de outro fornecedor pelos consumidores potencialmente livres que não tenham firmado novos contratos ou prorrogado os contratos existentes, observado o disposto nos arts. 49 e 72; e

IV - terão eficácia a partir do ano seguinte ao da declaração do agente de distribuição fornecedor, relativamente aos consumidores potencialmente livres que tenham firmado novos contratos ou prorrogado os contratos existentes, observado o disposto nos arts. 49 e 72.

§ 3º As reduções anuais dos montantes contratados previstas no inciso II do *caput*:

I - terão eficácia a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à compra do agente de distribuição; e

II - obedecerão ao mesmo percentual para todos os CCEAR aos quais sejam aplicáveis.

§ 4º As reduções dos montantes contratados de que tratam os incisos II e III do *caput* deverão constar da declaração anual dos agentes de distribuição prevista no art. 18 para os leilões "A-1", referidos no inciso II do § 1º do art. 19. ([Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006](#))

Art. 30. Até 31 de dezembro de 2009, deverá ser considerado no inciso I do art. 29 os montantes de redução dos contratos firmados entre os agentes de distribuição e os consumidores potencialmente livres que optarem por produzir energia elétrica para seu consumo próprio, sob o regime de autoprodução.

Art. 31. A partir de 1º de janeiro de 2010, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar em suas unidades industriais energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de conexão e de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação ao agente de distribuição ou agente vendedor, aplicando-se o disposto no art. 49.



§ 1º As reduções ou substituições de que trata o *caput* somente terão eficácia e produzirão seus efeitos se notificado o agente supridor com três anos de antecedência, exceto se acordado de maneira diversa pelas partes.

§ 2º As reduções de que trata este artigo não ensejarão reduções nos CCEAR dos agentes de distribuição.

Art. 32. As contratações decorrentes dos leilões de ajustes previstas no art. 26 deverão ser formalizadas diretamente entre as partes envolvidas, para entrega da energia no submercado do agente de distribuição, mediante contratos bilaterais, devidamente registrados na ANEEL e na CCEE.

Parágrafo único. Os contratos decorrentes do leilão de ajustes deverão prever o início de entrega da energia elétrica no prazo máximo de quatro meses, a contar da realização do leilão, considerando como termo inicial o dia 1º de cada mês, e conter cláusulas referentes à constituição de garantias.

Art. 33. As contratações tratadas nesta Seção vigorarão pelos prazos previstos nos respectivos contratos, independentemente do prazo final da concessão do agente de distribuição.

## **Seção V**

### **Do Repasse às Tarifas dos Consumidores Finais**

Art. 34. Para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica previstos neste Decreto, a ANEEL deverá calcular um Valor Anual de Referência - VR, mediante aplicação da seguinte fórmula:

$$VR = \frac{VL5 \cdot Q5 + VL3 \cdot Q3}{Q5 + Q3}$$

onde:

VL5 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 5", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q5 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano "A - 5";

VL3 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 3", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas; e

Q3 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano "A - 3".

Parágrafo único. Para efeito de cálculo do VR, não serão considerados os valores e os montantes de energia proveniente de leilões de fontes alternativas. ([Parágrafo único acrescido pelo Decreto nº 6.048, de 28/2/2007](#))

Art. 35. Até 31 de dezembro de 2009, a ANEEL deverá estabelecer o Valor de Referência - VR conforme as seguintes diretrizes: (["Caput" do artigo com redação dada pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006](#))

I - para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para

início de entrega naqueles anos; e [\*\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006\)\*](#)

II - para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos. [\*\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006\)\*](#)

a) [\*\(Revogada pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006\)\*](#)

b) [\*\(Revogada pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006\)\*](#)

Art. 36. A ANEEL autorizará o repasse a partir do ano-base "A" dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os arts. 15, 27 e 32 deste Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, conforme os seguintes critérios:

I - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A-5", repasse integral dos custos de aquisição da energia elétrica, observado o disposto no art. 40; [\*\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

a) [\*\(Revogado pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

b) [\*\(Revogado pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

II - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A-3", observado o disposto no art. 40: [\*\(“Caput” do inciso com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

a) repasse integral dos custos de aquisição do montante da energia elétrica correspondente a até dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano "A-5", acrescido da diferença, se positiva, entre o montante total contratado nos leilões "A-3" ocorridos durante o ano e o montante decorrente da Declaração de Necessidade do agente para esses leilões; e [\*\(Alínea com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

b) repasse do menor valor entre o VL5 e o VL3, definidos no art. 34 e corrigidos monetariamente, da parcela adquirida que exceder os montantes referidos na alínea "a" deste inciso; [\*\(Alínea com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

c) [\*\(Revogada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

III - nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, repasse integral dos respectivos valores de sua aquisição, observado o disposto no art. 41;

IV - nos leilões de ajuste de que trata o art. 26, repasse integral até o limite estabelecido pelo maior valor entre: [\*\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 8.379, de 15/12/2014\)\*](#)

a) a média estimada dos Custos Marginais de Operação – CMO futuros do submercado de entrega da energia, limitados aos Preços de Liquidação das Diferenças - PLD mínimos e máximos, referentes aos períodos de suprimento dos contratos negociados, calculados com base na configuração do Plano Mensal da Operação - PMO do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e [\*\(Alínea acrescida pelo Decreto nº 8.379, de 15/12/2014\)\*](#)

b) a média móvel de cinco anos do VR atualizado; [\*\(Alínea acrescida pelo Decreto nº 8.379, de 15/12/2014\)\*](#)

V - na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída de que trata o art. 15, repasse integral até o limite do VR;

VI - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de fontes alternativas e daqueles de que trata o inciso IV do § 1º do art. 19, repasse integral dos respectivos valores de

aquisição. [\(Inciso acrescido pelo Decreto nº 6.048, de 28/2/2007, com redação dada pelo Decreto nº 6.210, de 18/9/2007\)](#)

§ 1º Deverá ser assegurada a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica constantes dos contratos de que trata o *caput*, utilizando-se metodologia de cálculo que deverá observar, dentre outras, as seguintes diretrizes:

I - o preço médio ponderado dos contratos de compra de energia elétrica registrados, homologados ou aprovados na ANEEL até a data do reajuste em processamento, para entrega nos doze meses subseqüentes; e

II - a aplicação deste preço médio ponderado ao mercado de referência, entendido como o mercado dos doze meses anteriores à data do reajuste em processamento.

§ 2º Para cumprimento do disposto no § 1º, a ANEEL fica autorizada a celebrar, se for o caso, aditivos aos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

§ 3º No caso de os montantes contratados nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos realizados em "A-5" serem inferiores às quantidades declaradas pelos agentes de distribuição, o limite de dois por cento de que tratam as alíneas "a" e "b" do inciso II do *caput* poderá ser acrescido do percentual relativo à compra frustrada. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006\)](#)

§ 4º Relativamente à compra frustrada do leilão de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, realizado em 2005, com início de suprimento a partir de janeiro de 2009, aplica-se o disposto no § 3º ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica decorrente do leilão de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos "A-3", realizado em 2006. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006\)](#)

§ 5º [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006, e revogado pelo Decreto nº 7.317, de 28/9/2010\)](#)

Art. 37. Ficam mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia elétrica proveniente de contratos celebrados até 16 de março de 2004, da Itaipu Binacional e das usinas contratadas na primeira etapa do PROINFRA.

Art. 38. No repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, de que tratam os arts. 36 e 37, às tarifas dos consumidores finais, a Aneel deverá considerar até cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. [\(“Caput” do artigo com redação dada pelo Decreto nº 7.945, de 7/3/2013\)](#)

Parágrafo único. O percentual de que trata o *caput* poderá ser ampliado para atendimento ao previsto nos §§ 3º e 4º do art. 18, desde que o agente de distribuição participe do mecanismo previsto no § 5º do art. 28. [\(Parágrafo único acrescido pelo Decreto nº 6.210, de 18/9/2007\)](#)

Art. 39. Para os produtos com início de suprimento previsto para os anos de 2008 e 2009, observado o disposto nos §§ 3º e 4º do art. 36, será integral o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração decorrentes exclusivamente dos leilões realizados em 2005 e 2006, não se aplicando o previsto nos incisos I e II do *caput* do art. 36 e no art. 40. [\(Artigo com redação dada pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006\)](#)

Art. 40. O repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição da parcela da energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração equivalente à diferença entre o limite mínimo de recontratação e a quantidade efetivamente contratada nos leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes será limitado ao Valor de Referência da Energia Existente - VRE. [\*\(“Caput” do artigo com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

§ 1º Entende-se por limite mínimo de recontratação o valor positivo resultante da seguinte equação:

$$LM = 96\% \cdot MR$$

onde: LM é o limite mínimo de contratação;

MR é o montante de reposição referido no art. 24; e [\*\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

§ 2º O VRE é o valor médio ponderado, em Reais por MWh, de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes nos leilões realizados no ano "A-1". [\*\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

§ 3º O limite de repasse a que se refere o *caput* será aplicado somente nos três primeiros anos após o leilão de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes em que o limite mínimo de recontratação não tenha sido atingido. [\*\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

§ 4º O limite de repasse a que se refere o *caput* deverá ser aplicado à parcela de energia elétrica, proveniente de novos empreendimentos, adquirida nos leilões realizados no ano "A-3" ou "A-5" com CCEARs de maior preço. [\*\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

§ 5º O disposto neste artigo não se aplica aos casos em que o limite mínimo de recontratação não tenha sido atingido por insuficiência de oferta nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, realizados no ano "A-1", ao preço máximo definido no § 2º do art. 19. [\*\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 7.521, de 8/7/2011\)\*](#)

§ 6º O disposto neste artigo não se aplica aos casos em que a declaração de necessidade do agente de distribuição comprador nos leilões de energia de empreendimentos existentes tenha sido inferior ao limite mínimo de recontratação em função de excesso de contratos sobre a carga de fornecimento aferida no ano 'A-1'. [\*\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 8.828, de 2/8/2016, retificado no DOU de 4/8/2016\)\*](#)

Art. 41. Para fins de repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, realizados nos anos de 2006 a 2008, para entrega no ano subsequente ao do leilão, a ANEEL deverá observar o seguinte: [\*\(“Caput” do artigo com redação dada pelo Decreto nº 5.499, de 25/7/2005\)\*](#)

I - repasse integral dos valores de aquisição de até um por cento da carga verificada no ano anterior ao da declaração de necessidade do agente de distribuição comprador, observado o disposto no § 2º do art. 19;

II - repasse limitado a setenta por cento do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para entrega a partir de 2007 e até 2009, referente à parcela que exceder o um por cento referido no inciso I. [\*\(Inciso com redação dada pelo Decreto nº 5.499, de 25/7/2005\)\*](#)

§ 1º Exclusivamente para a energia adquirida no leilão "A-1" a ser promovido em 2008, o percentual referido no inciso I será acrescido da quantidade de energia contratada no leilão "A-1" promovido em 2005, com prazo de duração de três anos. [\*\(Parágrafo único acrescido\)\*](#)

[pelo Decreto nº 5.499, de 25/7/2005, e transformado em § 1º pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006\)](#)

§ 2º O repasse integral previsto no inciso I do *caput* aplica-se também à compra frustrada, entendida conforme o disposto no § 5º do art. 36, decorrente dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados nos anos de 2005 e 2006 e que tenham a data de início de entrega da energia, respectivamente, nos anos de 2008 e 2009. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006\)](#)

Art. 42. Na hipótese de o agente de distribuição não atender a obrigação de contratar a totalidade de sua carga, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo da CCEE será repassada às tarifas dos consumidores finais ao menor valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD e o VR, sem prejuízo da aplicação do disposto no art. 3º.

Parágrafo único. No caso dos montantes contratados nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes serem inferiores às quantidades declaradas para a contratação no ano "A - 1", o repasse dos custos de aquisição no mercado de curto prazo da CCEE obedecerá o seguinte:

I - será integral, quando observar o limite correspondente ao montante de reposição de que trata o § 1º do art. 24, hipótese em que não será aplicado o disposto no art. 3º; e

II - corresponderá ao menor valor entre o PLD e o VR, sem prejuízo da aplicação do disposto no art. 3º, na parcela que exceder ao montante de reposição.

Art. 43. Caberá aos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, em ato conjunto, incluírem nos mecanismos de compensação de que trata a Medida Provisória no 2.227, de 4 de setembro de 2001, as variações resultantes dos custos de aquisição de energia elétrica não consideradas no reajuste tarifário promovido no ano anterior.

§ 1º As variações de que trata o *caput* serão calculadas em função das modificações de preços, incluídas as decorrentes dos §§ 3º e 4º do art. 28, expressos em Reais por MWh, efetivamente praticados na aquisição de energia elétrica.

§ 2º A aplicação do disposto neste artigo fica condicionada à celebração do aditivo contratual de que trata o § 2º do art. 36.

Art. 44. A ANEEL, no reajuste ou revisão tarifária, deverá contemplar a previsão para os doze meses subsequentes dos custos com os encargos de que trata o art. 59, com os custos variáveis relativos ao CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica e com o Encargo de Energia de Reserva - EER. [\("Caput" do artigo com redação dada pelo Decreto nº 6.353, de 16/1/2008\)](#)

§ 1º O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS informará a estimativa dos custos relativos ao encargo de que trata o art. 59 e aos custos variáveis relativos ao CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia, até o dia 31 de outubro de cada ano, para aprovação da ANEEL. [\(Parágrafo único transformado em § 1º com redação dada pelo Decreto nº 6.353, de 16/1/2008\)](#)

§ 2º A CCEE informará a estimativa dos valores do EER, até o dia 31 de outubro de cada ano, para a aprovação da ANEEL. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 6.353, de 16/1/2008\)](#)

Art. 45. O repasse aos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica dos agentes de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, quando

esta for adquirida mediante processo de licitação por eles promovidos, será limitado ao custo de aquisição da energia proveniente de seu supridor local, com tarifas reguladas pela ANEEL.

Art. 46. Para efeito do repasse de que trata esta Seção, será aplicado o VR vigente no ano de início da entrega da energia contratada, cabendo à ANEEL garantir a manutenção do valor econômico do VR, mediante aplicação do índice de correção monetária previsto nos CCEAR, tendo janeiro como mês de referência. [\*\(Artigo com redação dada pelo Decreto nº 5.911, de 27/9/2006\)\*](#)

### CAPÍTULO III DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DA CONTRATAÇÃO LIVRE

Art. 47. A contratação no ACL dar-se-á mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

Parágrafo único. As relações comerciais entre os agentes no ACL serão livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, onde estarão estabelecidos, entre outros, prazos e volumes.

Art. 48. Os consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia na forma prevista no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, serão incluídos no ACL.

Art. 49. Os consumidores potencialmente livres que tenham contratos com prazo indeterminado só poderão adquirir energia elétrica de outro fornecedor com previsão de entrega a partir do ano subsequente ao da declaração formal desta opção ao seu agente de distribuição.

§ 1º O prazo para a declaração formal a que se refere o *caput* será de até quinze dias antes da data em que o agente de distribuição está obrigado, nos termos do art. 18, a declarar a sua necessidade de compra de energia elétrica com entrega no ano subsequente, exceto se o contrato de fornecimento celebrado entre o consumidor potencialmente livre e o agente de distribuição dispuser expressamente em contrário.

§ 2º A opção do consumidor potencialmente livre poderá abranger a compra de toda a carga de sua unidade consumidora, ou de parte dela, garantido seu pleno atendimento por meio de contratos, cabendo à ANEEL acompanhar as práticas de mercado desses agentes.

§ 3º O prazo definido no *caput* poderá ser reduzido a critério do respectivo agente de distribuição.

Art. 50. Os consumidores livres e aqueles referidos no art. 48 deverão ser agentes da CCEE, podendo ser representados, para efeito de contabilização e liquidação, por outros agentes dessa Câmara.

Art. 51. Os consumidores livres e aqueles referidos no art. 48 estarão sujeitos ao pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores, salvo expressa previsão legal ou regulamentar em contrário.



Parágrafo único. Para dar cumprimento ao disposto no *caput*, a ANEEL poderá determinar que os encargos, taxas e contribuições setoriais sejam pagos no momento da liquidação das transações no mercado de curto prazo da CCEE.

Art. 52. Os consumidores livres deverão formalizar junto ao agente de distribuição local, com antecedência mínima de cinco anos, a decisão de retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa e condições reguladas.

Parágrafo único. O prazo definido no *caput* poderá ser reduzido a critério do respectivo agente de distribuição.

Art. 53. A emissão das manifestações formais de que tratam os arts. 49 e 52 implicará a assunção da responsabilidade pelo ressarcimento de eventuais prejuízos causados pelo seu descumprimento.

Art. 54. No ACL, a comercialização de energia elétrica pelos agentes vendedores sob controle federal, estadual e municipal poderá ser realizada das seguintes formas:

I - leilões exclusivos para consumidores finais ou por estes promovidos;  
II - oferta pública para atendimento à expansão da demanda de consumidores existentes ou a novos consumidores;

III - leilões, chamadas ou ofertas públicas junto a agentes vendedores e exportadores; (Inciso com redação dada pelo Decreto nº 7.129, de 11/3/2010)

IV - aditamentos de contratos de fornecimento de energia elétrica, em vigor no dia 26 de agosto de 2002, firmados entre os agentes vendedores de que trata o *caput* e seus consumidores finais, com vigência até 31 de dezembro de 2010; e (Inciso com redação dada pelo Decreto nº 7.129, de 11/3/2010)

V - aditamento dos contratos de compra de energia elétrica a que se refere o inciso IV, vigentes na data de publicação da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, para vigorarem até 30 de junho de 2015, desde que, cumulativamente:

a) atendam ao disposto no art. 3º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002; e  
b) observem o disposto nos §§ 5º a 7º deste artigo. (Inciso acrescido pelo Decreto nº 7.129, de 11/3/2010)

§ 1º A comercialização de que tratam os incisos I, II e III do *caput* deste artigo deverá observar critérios de transparência, publicidade e garantia de acesso a todos os interessados.

§ 2º Os aditamentos previstos no inciso IV do *caput* somente poderão ser celebrados após a segmentação e a imediata substituição dos atuais contratos de fornecimento de energia por contratos equivalentes de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e de compra de energia elétrica, observado o seguinte:

I - o contrato de compra e venda de energia elétrica deverá ser celebrado com o respectivo agente vendedor;

II - o contrato de uso do sistema de transmissão deverá ser celebrado com o ONS, e o de conexão com a concessionária de transmissão no ponto de acesso, na hipótese de as instalações do consumidor estarem conectadas à rede básica; e

III - os contratos de uso e de conexão deverão ser celebrados com agente de distribuição, na hipótese de as instalações do consumidor estarem conectadas à rede de distribuição desse agente.

§ 3º A tarifa aplicada nos contratos de compra e venda de energia elétrica mencionados no § 2º deverá ser calculada com base nas tarifas de fornecimento vigentes,

deduzidas as tarifas de uso das instalações de transmissão ou de distribuição e as tarifas de conexão, fixadas pela ANEEL.

§ 4º Os reajustes da tarifa da energia elétrica dar-se-ão conforme a variação anual do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M, ou em outros termos anteriormente pactuados pelas partes no respectivo contrato de fornecimento.

§ 5º O aditamento referido no inciso V deverá prever a segmentação, a ser realizada pela ANEEL, das tarifas em parcela correspondente ao fornecimento de potência e energia elétrica e parcela correspondente aos encargos setoriais de responsabilidade dos consumidores finais. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 7.129, de 11/3/2010\)](#)

§ 6º A parcela correspondente ao fornecimento de potência e energia elétrica de que trata o inciso V será definida pela ANEEL, considerando a tarifa aplicada de acordo com o disposto no § 3º deste artigo, e será reajustada, anualmente, pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado - IGPM, ou em outros termos anteriormente pactuados. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 7.129, de 11/3/2010\)](#)

§ 7º A parcela correspondente aos encargos setoriais de que trata o § 5º será também definida pela ANEEL. [\(Parágrafo acrescido pelo Decreto nº 7.129, de 11/3/2010\)](#)

Art. 55. A oferta pública de que trata o inciso II do *caput* do art. 54 deverá ser realizada para atendimento da carga:

I - correspondente à expansão de consumidores existentes que tenham carga igual ou superior a 50 MW; ou

II - de novos consumidores que tenham carga igual ou superior a 50 MW.

Parágrafo único. A contratação ou opção de contratação decorrente da oferta pública de que trata o *caput* deverá ocorrer até 15 de setembro de 2005 e terá prazo máximo de dez anos, prorrogável uma única vez, por igual período.

#### CAPÍTULO IV DA CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS NO MERCADO DE CURTO PRAZO

Art. 56. Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelos agentes, seja no ACR ou no ACL, deverão ser registrados na CCEE, segundo as condições e prazos previstos em procedimento de comercialização específico, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL, nos casos aplicáveis.

Parágrafo único. A CCEE poderá exigir a comprovação da existência e validade dos contratos de que trata o *caput*.

Art. 57. A contabilização e a liquidação mensal no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

I - a otimização do uso dos recursos eletro-energéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

II - as necessidades de energia elétrica dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;



IV - o custo do déficit de energia elétrica;

V - as restrições de transmissão entre submercados;

VI - as interligações internacionais; e

VII - os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica.

§ 2º O valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

§ 3º O valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e *royalties*.

§ 4º O critério determinante para a definição dos submercados será a presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.

§ 5º O cálculo do PLD em cada submercado levará em conta o ajuste de todas as quantidades de energia pela aplicação do fator de perdas de transmissão, relativamente a um ponto comum de referência, definido para cada submercado.

§ 6º A liquidação no mercado de curto prazo far-se-á no máximo em base mensal.

Art. 58. O processo de contabilização e liquidação de energia elétrica, realizado segundo as regras e os procedimentos de comercialização da CCEE, identificará as quantidades comercializadas no mercado e as liquidadas ao PLD.

Art. 59. As regras e procedimentos de comercialização da CCEE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, dentre outros:

I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;

II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;

III - a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e

IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

## CAPÍTULO V DAS OUTORGAS DE CONCESSÕES

Art. 60. Atendidas as disposições legais, aos vencedores das licitações que oferecerem energia proveniente de novos empreendimentos de geração, conforme definido em edital, serão outorgadas:

I - concessões, sempre a título oneroso, para geração de energia elétrica sob regime:

a) de serviço público; ou

b) de uso de bem público, no caso de autoprodução ou produção independente; ou

II - autorizações.

Parágrafo único. Em se tratando de importação de energia elétrica, as autorizações deverão incluir, quando necessário, a implantação dos sistemas de transmissão associados e

prever o livre acesso a esses sistemas, nos limites da sua disponibilidade técnica, mediante pagamento de encargo, a ser aprovado pela ANEEL.

Art. 61. O Ministério de Minas e Energia autorizará a implantação de novos empreendimentos de geração termelétrica somente quando comprovada a disponibilidade dos combustíveis necessários à sua operação.

Parágrafo único. A autorização de que trata o *caput* poderá ser condicionada à possibilidade do empreendimento de geração termelétrica operar utilizando combustível substituto.

Art. 62. O Ministério de Minas e Energia deverá celebrar, na outorga de concessões, os respectivos contratos de concessão de geração de serviço público ou de uso de bem público com os vencedores dos leilões, observado o disposto nos arts. 19 a 21.

Art. 63. A outorga de autorização será feita pelo Ministério de Minas e Energia.

Art. 64. No período de até doze meses anterior ao término da concessão de empreendimento existente de geração hidrelétrica, a ANEEL, observado o disposto no art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, realizará licitação para outorga de nova concessão e celebração de novo contrato de concessão e respectivos CCEAR.

## CAPÍTULO VI DAS DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 65. O Ministério de Minas e Energia assumirá as competências e executará as atribuições da EPE até sua efetiva criação e funcionamento.

Art. 66. O Ministério de Minas e Energia estabelecerá metodologia para utilização de sinal locacional no cálculo das tarifas de uso dos sistemas de transmissão, visando a sua estabilidade, e no cálculo dos fatores de perdas aplicáveis à geração e ao consumo de energia elétrica.

Art. 67. A EPE deverá submeter, para aprovação do Ministério de Minas e Energia, procedimentos específicos de planejamento nacional da expansão de curto, médio e longo prazo do parque de geração e dos sistemas de transmissão de energia elétrica.

Art. 68. Enquanto não constituída a CCEE e instituídas a convenção, as regras e os procedimentos de comercialização, permanecerão válidas todas as normas e atos expedidos pela ANEEL e aplicáveis às operações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE relativos à comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto, inclusive no que diz respeito à manutenção dos direitos e obrigações decorrentes das relações mantidas entre o MAE e seus agentes.

Art. 69. As concessionárias de geração de serviço público sob controle privado e os produtores independentes de energia poderão aditar os contratos iniciais ou equivalentes que estavam em vigor em 16 de março de 2004, observados os prazos e condições previstos no Decreto no 4.767, de 26 de junho de 2003.

Art. 70. A ANEEL deverá estabelecer os mecanismos de regulação e fiscalização para dar cumprimento a obrigação de separação das atividades de distribuição das de geração e transmissão prevista na Lei nº 9.074, de 1995.

§ 1º As concessionárias obrigadas ao cumprimento do previsto no *caput* deverão observar, nas suas declarações de necessidade de contratação de energia de que trata o art. 18, a redução gradual de contratação de sua geração própria, conforme estabelecido no art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e respectiva regulação da ANEEL.

§ 2º Os agentes, cujos contratos de concessão de distribuição incluam geração distribuída, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 15, poderão registrar e homologar na ANEEL e na CCEE contratos de compra e venda de energia elétrica de suas respectivas unidades geradoras, desde que a vigência seja a mesma do contrato de concessão e o preço seja o do último reajuste ou revisão de tarifas do agente de distribuição.

Art. 71. Conforme disciplina a ser emitida pela ANEEL até outubro de 2005, as concessionárias de serviços públicos de distribuição deverão incorporar a seus patrimônios as redes particulares de energia elétrica que não dispuserem de ato autorizativo do poder concedente até 31 de dezembro de 2005 ou, mesmo dispondo, desde que exista interesse das partes em que sejam transferidas.

§ 1º Considera-se, para fins do disposto no *caput*, rede particular a instalação elétrica, em qualquer tensão, utilizada para o fim exclusivo de prover energia elétrica para unidades de consumo de seus proprietários e conectada em sistema de transmissão ou de distribuição de energia elétrica.

§ 2º As concessionárias de serviços públicos de transmissão e de distribuição de energia elétrica deverão cientificar, até 30 de novembro de 2004, os proprietários de redes particulares conectadas a seus respectivos sistemas sobre o disposto no art. 15 da Lei nº 10.848, de 2004, neste artigo e no ato da ANEEL que disciplinar a matéria.

§ 3º O proprietário de rede particular já instalada que não dispuser de ato autorizativo do poder concedente poderá requerê-lo até 30 de outubro de 2005, apresentando as informações e documentos que forem exigidos pela ANEEL, incluindo a comprovação da titularidade sobre os imóveis em que se situa a rede particular, ou da respectiva autorização de passagem.

§ 4º A ANEEL deverá expedir o ato autorizativo de que trata o § 3º até 31 de dezembro de 2005, desde que atendidas as condições requeridas para sua expedição.

§ 5º A partir de 1º de janeiro de 2006, as redes particulares que não dispuserem de ato autorizativo serão incorporadas ao patrimônio das concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme as respectivas áreas de concessão, mediante processo formal a ser disciplinado pela ANEEL, observadas as seguintes condições:

I - comprovação pela concessionária do cumprimento do disposto no § 2º; e

II - avaliação prévia das instalações, para o fim de fixação do valor a ser indenizado ao titular da rede particular a ser incorporada.

§ 6º Os custos decorrentes da incorporação de que trata o § 5º, incluindo a reforma das redes, após aprovação pela ANEEL, serão considerados nos processos de revisão tarifária da concessionária incorporadora.

§ 7º Não serão objeto da incorporação de que trata o § 5º deste artigo as redes, em qualquer tensão, de interesse exclusivo de agentes geradores que conectem suas instalações de geração à rede básica, à rede de distribuição, ou a suas instalações de consumo, desde que integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações.

§ 8º As redes particulares instaladas exclusivamente em imóveis de seus proprietários não serão objeto de ato autorizativo ou de incorporação, salvo, neste último caso, se houver expresso acordo entre as partes. [\(Parágrafo com redação dada pelo Decreto nº 5.597, de 28/11/2005\)](#)

Art. 72. A partir de outubro de 2004, nas datas dos respectivos reajustes ou revisões tarifárias, o que ocorrer primeiro, os agentes de distribuição e agentes vendedores deverão celebrar, com seus consumidores potencialmente livres, contratos distintos para a conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para a compra de energia elétrica.

§ 1º Até 30 de setembro de 2004, a ANEEL deverá regular o valor da tarifa de energia elétrica referente aos contratos de compra de que trata o *caput*.

§ 2º Na celebração de novos contratos de compra de energia elétrica e na prorrogação de contratos existentes dos consumidores de que trata o *caput*, deverão ser incluídas cláusulas de prazos e condições de aquisição de energia elétrica por outro fornecedor, na forma do art. 49.

Art. 73. As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica poderão, conforme disciplina a ser estabelecida pela ANEEL, condicionar a continuidade do fornecimento aos usuários inadimplentes de mais de uma fatura mensal em um período de doze meses:

I - ao oferecimento de depósito-caução, limitado ao valor inadimplido, não se aplicando o disposto neste inciso ao consumidor integrante da Classe Residencial; ou

II - à comprovação de vínculo entre o titular da unidade consumidora e o imóvel onde ela se encontra, não se aplicando o disposto neste inciso ao consumidor integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda.

§ 1º Em se tratando de inadimplência de consumidor potencialmente livre, o agente de distribuição poderá exigir que o usuário inadimplente, para utilização do serviço de distribuição, apresente contrato de compra de energia firmado com agente vendedor, conforme disciplina a ser estabelecida pela ANEEL.

§ 2º Não se aplica o disposto nos incisos I e II do *caput* aos consumidores que prestam serviços públicos essenciais.

Art. 74. Os autoprodutores e produtores independentes não estão sujeitos ao pagamento das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, tanto na produção quanto no consumo, exclusivamente com relação à parcela de energia elétrica destinada a consumo próprio.

Art. 75. A ANEEL expedirá normas complementares para a execução do disposto neste Decreto.

Art. 76. Ficam revogados os §§ 1º e 2º do art. 3º, o art. 7º, o art. 10 e o inciso III do art. 25 do Decreto no 2.003, de 10 de setembro de 1996; os §§ 6º, 7º, 8º e 9º do art. 1º e os arts. 5º a 9º do Decreto no 4.562, de 31 de dezembro de 2002.

Art. 77. Após a instituição da convenção, das regras e dos procedimentos de comercialização referidos no art. 68, ficam revogados os arts. 13 a 18 do Decreto no 2.655, de 2 de julho de 1998.

Art. 78. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 30 de julho de 2004; 183º da Independência e 116º da República.

LUIZ INÁCIO LULA DA SILVA  
Dilma Vana Rousseff